



UNIVERSIDAD DE SEVILLA  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

---

MEJORAS EN EL CÁLCULO DE  
ÍNDICES DE FIABILIDAD EN  
REDES MALLADAS DE DISTRIBUCIÓN  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

---

**TESIS DOCTORAL**

por

**Pedro José Martínez Lacañina**

Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior  
de Ingenieros Industriales de la UNED

Sevilla, junio de 2013





UNIVERSIDAD DE SEVILLA  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

---

MEJORAS EN EL CÁLCULO DE  
ÍNDICES DE FIABILIDAD EN  
REDES MALLADAS DE DISTRIBUCIÓN  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

---

**TESIS DOCTORAL**

Autor: **D. Pedro José Martínez Lacañina**

Directores: **Dr. D. José Luis Martínez Ramos**  
**Dr. D. Antonio de la Villa Jaén**

Sevilla, junio de 2013

*A mi padre y a mi madre que me dieron la vida y  
a mi familia, amigos y compañeros*

*“El colmo de la estupidez es aprender lo  
que luego hay que olvidar”*

*Erasmus de Rotterdam (1466-1536)*

*Humanista Holandés*

*“What we know is a drop of water. What  
we ignore is the ocean”*

*Isaac Newton (1642-1727)*

*British mathematician and physicist*



## Agradecimientos

Me gustaría que estas líneas sirvieran para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a los Doctores D. José Luis Martínez Ramos y D. Antonio de la Villa Jaén, directores de esta tesis, por la orientación, el seguimiento y la supervisión continúa de la misma, pero sobre todo por los consejos, la motivación y el apoyo recibido a lo largo de estos años.

Especial reconocimiento merecen las sugerencias recibidas y el interés mostrado por todos los compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla.

También quisiera hacer extensiva mi gratitud al personal de administración y servicios del Departamento, por las facilidades dadas y su total predisposición para solucionar todos los trámites burocráticos, así como a todas aquellas personas que con su ayuda, bien directamente o indirectamente, han colaborado en la realización de la presente tesis.

Finalmente, expresar un agradecimiento muy especial por la comprensión, paciencia y el ánimo recibidos de mi familia y amigos.

Sevilla, junio de 2013





# Índice general

<b>Índice general</b>	<b>I</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>V</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>IX</b>
<b>1. Planteamiento y objetivos de la tesis</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción . . . . .	1
1.2. Objetivos de la tesis . . . . .	2
1.3. Contenido y organización de la tesis . . . . .	3
<b>2. Estado del arte</b>	<b>5</b>
2.1. Introducción . . . . .	5
2.2. Análisis probabilista de la fiabilidad . . . . .	6
2.2.1. Fiabilidad. Adecuación y seguridad . . . . .	7
2.3. Niveles jerárquicos en el análisis de fiabilidad . . . . .	9
2.3.1. Nueva estructura para el nivel HL-III . . . . .	10
2.4. Caracterización de los estados: Índices de fiabilidad . . . . .	11
2.4.1. Índices de fiabilidad . . . . .	12
2.5. Selección de estados en el análisis de fiabilidad. Métodos de Monte Carlo y de enumeración de estados . . . . .	15
2.5.1. Método de Monte Carlo . . . . .	17
2.5.2. Método de enumeración de estados . . . . .	19
2.6. Algoritmo básico para la evaluación de la fiabilidad . . . . .	21
2.7. Fiabilidad, sistemas interconectados y subestaciones . . . . .	23
2.7.1. Fiabilidad y sistemas interconectados . . . . .	23
2.7.2. Fiabilidad y subestaciones . . . . .	26
<b>3. Evaluación individualizada de la fiabilidad de configuraciones tipo de subestaciones</b>	<b>29</b>
3.1. Introducción . . . . .	29
3.2. Índices de calidad de suministro para la distribución en media tensión . . . . .	30
3.2.1. Valores reglamentarios de los índices de calidad en distribución . . . . .	31
3.3. Magnitudes estadísticas del análisis de fiabilidad . . . . .	31
3.4. Configuraciones tipo de subestaciones. Índices de fiabilidad . . . . .	33

3.4.1.	Esquemas tipo analizados . . . . .	34
3.4.2.	Valores estimados de los índices de fiabilidad . . . . .	37
3.4.3.	Estudio comparativo de los resultados . . . . .	40
<b>4.</b>	<b>Mejoras en la formulación del problema de optimización</b>	<b>43</b>
4.1.	Introducción . . . . .	43
4.2.	Análisis de contingencias y flujo de cargas en continua . . . . .	43
4.2.1.	Matriz de sensibilidad e inyecciones nodales y flujos de potencia activa . . . . .	45
4.2.2.	Contingencias modeladas como inyecciones ficticias de potencia activa . . . . .	47
4.2.3.	Formulación del problema de optimización . . . . .	52
4.2.4.	Simulaciones y resultados numéricos . . . . .	54
4.2.4.1.	Caso de fallo simple. Análisis de la contingencia . . . . .	57
4.2.4.2.	Caso de fallo doble. Análisis de la contingencia . . . . .	59
4.2.4.3.	Comparativa del esfuerzo computacional . . . . .	61
4.3.	Sistemas externo e interno y evaluación de la fiabilidad . . . . .	62
4.3.1.	Matriz de sensibilidad y red equivalente externa . . . . .	63
4.3.2.	Representación esquemática de la metodología propuesta . . . . .	66
4.3.3.	El equivalente externo adaptativo y el problema de optimización . . . . .	68
4.3.4.	Simulaciones y resultados numéricos . . . . .	70
4.3.4.1.	Análisis de fiabilidad. Caso de contingencia simple . . . . .	71
4.3.4.2.	Análisis de fiabilidad. Caso de contingencia doble . . . . .	73
<b>5.</b>	<b>Análisis de fiabilidad considerando el modelo detallado de las subestaciones</b>	<b>77</b>
5.1.	Introducción . . . . .	77
5.2.	Descripción de la metodología propuesta . . . . .	78
5.3.	Formulación de la metodología propuesta . . . . .	82
5.3.1.	Evaluación de la fiabilidad usando el modelo condensado . . . . .	82
5.3.2.	Evaluación de la fiabilidad considerando el modelo en detalle de cada subestación . . . . .	85
5.3.3.	Análisis de fiabilidad del sistema de sub-transporte con su modelo en detalle . . . . .	88
5.4.	Simulaciones y resultados numéricos . . . . .	90
5.4.1.	Simulaciones con el sistema de prueba IEEE Reliability Test System . . . . .	90
5.4.2.	Simulaciones con una red regional real de distribución (sub-transporte) . . . . .	97
<b>6.</b>	<b>Conclusiones, aportaciones y líneas futuras de investigación</b>	<b>105</b>
6.1.	Recapitulación . . . . .	105
6.2.	Conclusiones . . . . .	107
6.3.	Aportaciones . . . . .	108
6.4.	Futuras líneas de investigación . . . . .	109
<b>A.</b>	<b>Indisponibilidad. Tasas de fallo y de reparación</b>	<b>111</b>
A.1.	Los fallos de los equipos y componentes eléctricos . . . . .	111
A.2.	Los fallos aleatorios y la tasa de fallo . . . . .	111
A.2.1.	La exponencial negativa: La fiabilidad y la indisponibilidad . . . . .	112
A.3.	Tiempo medio hasta el fallo y tiempo medio de reparación . . . . .	113
A.4.	Tasas de fallo y tiempos de reparación de los equipos y componentes eléctricos . . . . .	117

<b>B. Red de prueba IEEE-RTS</b>	<b>119</b>
B.1. Red de prueba de 24 nudos . . . . .	119
B.2. Red IEEE-RTS: Disponibilidad de los equipos y componentes eléctricos . . . . .	123
B.3. Modelos en detalle de las subestaciones de la red IEEE-RTS . . . . .	126
<b>C. Red regional real de sub-transporte</b>	<b>139</b>
C.1. La red real de sub-transporte . . . . .	139
C.2. Red regional real de sub-transporte: Disponibilidad de los equipos y componentes eléctricos . . . . .	143
C.3. Modelos en detalle de las subestaciones de la red regional real . . . . .	145
<b>Bibliografía</b>	<b>153</b>



# Índice de figuras

2.1. Interrelación entre Fiabilidad, Adecuación y Seguridad. . . . .	8
2.2. Niveles jerárquicos en el análisis de fiabilidad. . . . .	9
2.3. Propuesta de nueva estructura para el nivel HL-III. . . . .	10
2.4. Estados para un modelo de Markov. . . . .	11
2.5. Tipos de análisis estocásticos en fiabilidad. . . . .	16
2.6. Convergencia del índice LOLP y del coeficiente $\beta$ . . . . .	18
2.7. Algoritmo para el análisis de fiabilidad. . . . .	22
2.8. Sistema eléctrico de potencia ( <i>SEP</i> ) representado mediante sus sistemas interno y externo. . . . .	24
2.9. Modelo Ward equivalente de red externa. . . . .	25
2.10. Modelo REI equivalente de red externa. . . . .	25
3.1. Configuración simple barra con seccionadores. . . . .	34
3.2. Configuración simple barra y seccionadores telemandados. . . . .	35
3.3. Configuración simple barra con interruptores. . . . .	35
3.4. Configuración doble barra. . . . .	36
3.5. Configuración anillo. . . . .	36
3.6. Configuración interruptor y medio. . . . .	37
4.1. Procedimiento propuesto (DCOPF - FNI) versus procedimiento convencional (DCOPF - PTDFs). . . . .	47
4.2. Sistema eléctrico de potencia en estado normal. . . . .	47
4.3. Generador fuera de servicio en nudo $t$ . . . . .	48
4.4. Rama $ij$ fuera de servicio. . . . .	48
4.5. Rama $ij$ virtualmente en servicio. Fallo modelado con dos inyecciones ficticias. . . . .	49
4.6. Generador en nudo $t$ y rama $ij$ fuera de servicio. . . . .	50
4.7. Fallo múltiple modelado con inyecciones ficticias. . . . .	51
4.8. Diagrama de la red IEEE-RTS. . . . .	54
4.9. Sistema eléctrico de potencia. . . . .	62
4.10. Sistema eléctrico de potencia. Sistemas Interno y Externo. . . . .	63
4.11. Sistema Externo modelado como inyecciones de potencia. . . . .	64
4.12. Esquemático de las metodologías de análisis de fiabilidad con modelos basado en sensibilidades y en Ward. . . . .	67
4.13. Sistemas equivalentes Ward y basado en sensibilidades. . . . .	70
4.14. Contingencias simples. Índice de fiabilidad PPC. Detalle de frecuencias del error. . . . .	72
4.15. Contingencias dobles. Índice de fiabilidad PPC. Detalle de frecuencias del error. . . . .	74
5.1. Esquema de la Metodología Propuesta. . . . .	79

5.2. Modelo en detalle de un sistema mallado de tres nudos y modelo convencional nudos-ramas. . . . .	79
5.3. Contingencias modelo condensado propuesto. . . . .	80
5.4. Contingencias modelo detalle propuesto. . . . .	81
5.5. Modelo condensado del Nudo $k$ . . . . .	82
5.6. Diagrama de la red regional real. . . . .	98
A.1. Función de densidad exponencial negativa. . . . .	112
A.2. Tasas y tiempos medios. Relación temporal. . . . .	115
A.3. Disponibilidad e indisponibilidad. Expresiones de cálculo. . . . .	116
B.1. Diagrama de la red IEEE-RTS. . . . .	120
B.2. Unifilar de la subestación 01 de la IEEE-RTS. . . . .	126
B.3. Unifilar de la subestación 02 de la IEEE-RTS. . . . .	126
B.4. Unifilar de la subestación 03 de la IEEE-RTS. . . . .	127
B.5. Unifilar de la subestación 04 de la IEEE-RTS. . . . .	127
B.6. Unifilar de la subestación 05 de la IEEE-RTS. . . . .	128
B.7. Unifilar de la subestación 06 de la IEEE-RTS. . . . .	128
B.8. Unifilar de la subestación 07 de la IEEE-RTS. . . . .	129
B.9. Unifilar de la subestación 08 de la IEEE-RTS. . . . .	129
B.10. Unifilar de la subestación 09 de la IEEE-RTS. . . . .	130
B.11. Unifilar de la subestación 10 de la IEEE-RTS. . . . .	130
B.12. Unifilar de la subestación 11 de la IEEE-RTS. . . . .	131
B.13. Unifilar de la subestación 12 de la IEEE-RTS. . . . .	131
B.14. Unifilar de la subestación 13 de la IEEE-RTS. . . . .	132
B.15. Unifilar de la subestación 14 de la IEEE-RTS. . . . .	132
B.16. Unifilar de la subestación 15 de la IEEE-RTS. . . . .	133
B.17. Unifilar de la subestación 16 de la IEEE-RTS. . . . .	133
B.18. Unifilar de la subestación 17 de la IEEE-RTS. . . . .	134
B.19. Unifilar de la subestación 18 de la IEEE-RTS. . . . .	134
B.20. Unifilar de la subestación 19 de la IEEE-RTS. . . . .	135
B.21. Unifilar de la subestación 20 de la IEEE-RTS. . . . .	135
B.22. Unifilar de la subestación 21 de la IEEE-RTS. . . . .	136
B.23. Unifilar de la subestación 22 de la IEEE-RTS. . . . .	136
B.24. Unifilar de la subestación 23 de la IEEE-RTS. . . . .	137
B.25. Unifilar de la subestación 24 de la IEEE-RTS. . . . .	137
C.1. Diagrama de la red regional real. . . . .	140
C.2. Unifilar de la subestación 01 de la red regional. . . . .	145
C.3. Unifilar de las subestaciones 02 y 15 de la red regional. . . . .	145
C.4. Unifilar de las subestaciones 03, 16 y 17 de la red regional. . . . .	146
C.5. Unifilar de la subestación 04 de la red regional. . . . .	146
C.6. Unifilar de las subestaciones 05 y 12 de la red regional. . . . .	147
C.7. Unifilar de las subestaciones 06, 13 y 14 de la red regional. . . . .	147
C.8. Unifilar de las subestaciones 07 y 08 de la red regional. . . . .	148
C.9. Unifilar de la subestación 09 de la red regional. . . . .	148
C.10. Unifilar de la subestación 10 de la red regional. . . . .	149
C.11. Unifilar de la subestación 11 de la red regional. . . . .	149
C.12. Unifilar de la subestación 18 de la red regional. . . . .	150
C.13. Unifilar de la subestación 19 de la red regional. . . . .	150

C.14. Unifilar de la subestación 20 de la red regional. . . . .	151
C.15. Unifilar de la subestación 21 de la red regional. . . . .	151
C.16. Unifilar de la subestación 22 de la red regional. . . . .	152
C.17. Unifilar de la subestación 23 de la red regional. . . . .	152





# Índice de tablas

2.1. Probabilidades en la red regional de reparto (subtransporte) usada como red de prueba.	20
3.1. Simple barra con seccionadores.	38
3.2. Simple barra con seccionadores telemandados.	39
3.3. Simple barra con interruptores.	39
3.4. Doble barra.	39
3.5. Anillo.	40
3.6. Interruptor y medio.	40
3.7. Comparativa en base al índice LOLP.	41
3.8. Índices TIEPI y NIEPI de cada configuración.	42
4.1. Red IEEE-RTS - Resumen de características.	55
4.2. Escenario de generación y demanda (Caso Base).	55
4.3. Flujos de potencia activa en el Caso Base (Escenario Pre-contingencia).	56
4.4. Flujos de potencia activa post-contingencia tras el fallo de la línea desde BUS02 a BUS06.	57
4.5. Flujos de potencia activa post-optimización tras fallo de la línea desde BUS02 a BUS06.	58
4.6. Flujos de potencia activa post-contingencia tras el fallo de las líneas desde BUS01 a BUS03 y desde BUS05 a BUS03.	59
4.7. Flujos de potencia activa post-optimización tras fallo de las líneas desde BUS01 a BUS03 y desde BUS05 a BUS03.	60
4.8. Comparativa de tiempos de computación.	61
4.9. Contingencias simples. Frecuencias del error en el cálculo del índice de fiabilidad PPC.	71
4.10. Contingencias dobles. Frecuencias del error en el cálculo del índice de fiabilidad PPC.	73
5.1. Probabilidades de niveles de contingencias. Análisis convencional del área de 138 kV IEEE-RTS con su modelo en detalle.	91
5.2. Índices de fiabilidad. Análisis convencional del área de 138 kV IEEE-RTS con su modelo en detalle.	92
5.3. Probabilidades de los niveles de contingencias del modelo condensado del área de 138 kV IEEE-RTS.	92
5.4. Índices de fiabilidad del modelo condensado del área de 138 kV IEEE-RTS.	93
5.5. Matriz PPC (%). Análisis de fiabilidad del modelo en detalle de las subestaciones del área de 138 kV IEEE-RTS.	94
5.6. Matriz PENS (MW). Análisis de fiabilidad del modelo en detalle de las subestaciones del área de 138 kV IEEE-RTS.	94
5.7. Configuraciones y probabilidades P(N-0) de las subestaciones del área de 138 kV IEEE-RTS.	95

5.8. Comparativa de tiempos de computación. . . . .	97
5.9. Probabilidades de niveles de contingencias. Análisis convencional de la red real de sub-transporte con su modelo en detalle. . . . .	99
5.10. Índices de fiabilidad. Análisis convencional de la red real de sub-transporte con su modelo en detalle. . . . .	100
5.11. Probabilidades de los niveles de contingencias del modelo condensado de la red real de sub-transporte. . . . .	100
5.12. Índices de fiabilidad del modelo condensado de la red real de sub-transporte. . . . .	100
5.13. Matriz PPC (%). Análisis del modelo en detalle de las subestaciones de la red real de sub-transporte. . . . .	101
5.14. Matriz PENS (MW). Análisis del modelo en detalle de las subestaciones de la red real de sub-transporte. . . . .	101
5.15. Configuraciones y probabilidades $P(N-0)$ de las subestaciones del área de 132 kV de la red real de sub-transporte. . . . .	102
5.16. Comparativa de tiempos de computación. . . . .	104
A.1. Tasas de fallo y tiempos medios de reparación de la aparamenta y embarrado. . . . .	117
A.2. Tasas de fallo y tiempos medios de reparación de los equipos de medida. . . . .	117
A.3. Tasas de fallo y tiempos medios de reparación de los generadores. . . . .	118
A.4. Tasas de fallo y tiempos medios de reparación de las líneas y transformadores de potencia. . . . .	118
B.1. Datos de la generación y demanda de la red IEEE-RTS. . . . .	121
B.2. Datos de los transformadores de la red IEEE-RTS. . . . .	121
B.3. Datos de las líneas de la red IEEE-RTS. . . . .	122
B.4. IEEE-RTS: Probabilidades $p(N-0)$ para el estado de NO-FALLO. . . . .	123
B.5. IEEE-RTS: Disponibilidad de los equipos y componentes eléctricos (I/II). . . . .	124
B.6. IEEE-RTS: Disponibilidad de los equipos y componentes eléctricos (II/II). . . . .	125
C.1. Datos de la demanda en la red regional real. . . . .	141
C.2. Datos de los transformadores de la red regional real. . . . .	141
C.3. Datos de las líneas de la red regional real. . . . .	142
C.4. Red real de sub-transporte: Probabilidades $p(N-0)$ para el estado de NO-FALLO. . . . .	143
C.5. Red real de sub-transporte: Disponibilidad de los equipos y componentes eléctricos. . . . .	144

# Capítulo 1

## Planteamiento y objetivos de la tesis

### 1.1. Introducción

Los importantes cambios que han tenido lugar durante las dos últimas décadas en la estructura y reglas de funcionamiento del sector eléctrico, entre otros motivos, surgen principalmente de la necesidad de asegurar el suministro de energía eléctrica. Consecuencia de esa necesidad ha sido la búsqueda de métodos más eficientes en la planificación, explotación y operación de los sistemas de distribución de la energía eléctrica y dentro de estos los de análisis de la fiabilidad.

A nivel mundial la casi totalidad de los mercados de la energía eléctrica están regulados y la generación y la compra-venta de electricidad se desarrollan en un entorno de competencia con transacciones basadas en los resultados de un mercado de energía eléctrica.

A su vez, la competencia en la producción de energía eléctrica también ha dado paso a un cambio radical en la organización del sector eléctrico en las áreas del transporte y la distribución. En España, el Real Decreto 1955/2000<sup>1</sup> entra en vigor en el año 2001 y con él se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de las instalaciones de energía eléctrica. Ese Real Decreto detalla el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades contempladas en el modelo establecido en la *Ley del Sector Eléctrico*<sup>2</sup> y con él se da el paso definitivo desde unas actividades con un funcionamiento en régimen de monopolio y estructura vertical, a un sector con una regulación contemplando la separación de sus actividades.

Entre esas actividades se encuentra la denominada *Distribución*, de la cual en el RD 1955/2000 se indica que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad de suministro.

A partir de lo expuesto, es evidente que desde la liberalización de los mercados eléctricos y la aparición de unas nuevas reglas de gestión y operación de la red eléctrica, la actividad de la distribución se ha visto afectada por unas condiciones de explotación muy distintas a las aplicadas cuando se trabajaba con una estructura vertical en régimen de monopolio. Muestra de ese cambio está en el hecho de que en la estructura actual del sector eléctrico, la actividad de la distribución tiene un papel fundamental en el cumplimiento de unos niveles adecuados de calidad del suministro eléctrico por su proximidad al consumidor final.

A nivel nacional, lo que el RD 1955/2000 marca como *Distribución* en alta tensión, se hace en dos niveles. En un primer nivel las redes de distribución de energía eléctrica poseen una dimensión

---

<sup>1</sup>RD 1955/2000, BOE n° 310 de 27 de diciembre de 2000

<sup>2</sup>Ley 54/1997, BOE n° 285 de 28 de noviembre de 1997

regional, son explotadas normalmente en forma mallada en los niveles de tensión de 132 kV, 110 kV, 66 kV y 50 kV y son denominadas como red de *Reparto y/o Subtransporte*, de los cuales este último es prácticamente traducción literal del vocablo inglés *Subtransmission*. En un segundo nivel las redes de distribución de energía eléctrica poseen una dimensión local, se explotan en forma radial en los niveles de tensión 30 kV, 20 kV, 15 kV y 10 kV y se suelen denominar con el término *Distribución-MT* (distribución en media tensión).

Conjuntamente con la calidad de suministro, también se encuentra asociada la premisa del *beneficio social*, al que se le da un nuevo énfasis en relación a potenciarlo en el nuevo entorno del sector eléctrico. Este nuevo énfasis implica tal grado de compromiso, que ha dado lugar al pensamiento generalizado, convertido en exigencia, de ser la energía eléctrica una energía que está continuamente disponible y que su suministro está continuamente garantizado para cualquier condición de la demanda.

La consecuencia resultante ha sido la suposición común de que una red eléctrica solamente es fiable si proporciona el suministro eléctrico sin interrupción alguna, lo cual desde el punto de vista tecnológico es imposible. Ahora bien, desde el punto de vista de los consumidores, cualquier suministro inferior a la perfección es equivalente a pensar que un sistema eléctrico no es fiable.

A título de ejemplo, una red de distribución con una tasa de disponibilidad del 99,9% suena algo casi perfecto, pero esto significa que esa red estará completamente fuera de servicio (indisponible) durante 8,76 horas a lo largo de un período temporal de un año. Tiempo y, en consecuencia, tasa de indisponibilidad que son inaceptables desde el punto de vista de la sociedad actual (*beneficio social*).

Lo anteriormente expuesto es una pequeña muestra del cambio sustancial que ha tenido lugar en la explotación de los sistemas eléctricos de potencia, a partir de los ya mencionados cambios legislativos en el sector eléctrico. Pero unido a ello, está también la creciente competencia de mercado, que da lugar a la exigencia del máximo aprovechamiento de la capacidad de transmisión de las redes eléctricas, para que con la menor inversión posible se lleve a cabo la misma prestación de servicio.

Consecuencia inmediata de lo anterior es que cuando se opera cerca de los límites de seguridad, una situación inesperada de funcionamiento (contingencia) puede ocasionar una mayor afectación y tener unas repercusiones técnicas y económicas más importantes, que las que tendría esa misma contingencia en una red eléctrica operando en otros estados de explotación no tan cercanos a sus límites de seguridad. Considérese que los fallos en un sistema eléctrico de potencia poseen un comportamiento estocástico, con lo cual las interrupciones se pueden producir de forma aleatoria en cualquier instante y lugar.

Dado que las interrupciones ocurren y además con carácter aleatorio, en esta tesis se ha considerado ese carácter y se ha modelado su comportamiento en el contexto de las mejoras en las técnicas de análisis de fiabilidad aplicadas en los sistemas eléctricos de potencia, para su particularización al análisis de las redes eléctricas de distribución en alta tensión con una estructura mallada.

## 1.2. Objetivos de la tesis

El planteamiento de esta tesis ha sido el desarrollo de nuevas técnicas de análisis para la mejora en el cálculo de índices de fiabilidad de las redes eléctricas de *Distribución* con una estructura mallada y con el objetivo final de un mejor aseguramiento de la continuidad de suministro.

En ese área de las redes malladas de *Distribución*, esta tesis ha tenido como objetivo el desarrollo de una metodología y una herramienta analítica específicas para los análisis de contingencias y de fiabilidad de dichas redes.

La metodología y herramienta desarrolladas, se soportan en las aportaciones siguientes:

- Mejora de la formulación del problema de optimización mediante el modelado de las contingencias como inyecciones nodales de potencia y mediante la implementación de la red externa al sistema de distribución como inyecciones de potencia que se adaptan a las condiciones de operación del mismo.

- Mejora de la formulación del cálculo de los índices de fiabilidad individuales y globales, a partir de los modelos nodales y en detalle de las subestaciones.

El objetivo general de esta tesis es la consecución de mejoras en el cálculo de los índices de fiabilidad en las redes malladas de distribución de energía eléctrica desde la perspectiva de la identificación de los puntos críticos en dichas redes y con la finalidad de conseguir un mayor nivel en la disponibilidad de servicio.

Esas mejoras se corresponden con tres objetivos específicos que, en el análisis de fiabilidad de las redes de distribución malladas, han dado lugar a las aportaciones siguientes:

- Herramienta analítica para la resolución del problema de flujo óptimo de cargas en continua, incluyendo el modelado de las contingencias como inyecciones ficticias de potencia activa.
- Procedimiento analítico para la obtención de un modelo de red externa equivalente basado en las sensibilidades ante las variaciones de las inyecciones de potencia.
- Metodología para la adecuada aplicación de los modelos en detalle y condensado de las subestaciones.

### 1.3. Contenido y organización de la tesis

La tesis se ha estructurado en seis capítulos y tres apéndices. De esos capítulos, el primero de ellos es el que nos ocupa y corresponde al planteamiento y objetivos de esta tesis.

Respecto a los otros capítulos comentar lo siguiente:

- El capítulo segundo hace una revisión del estado del arte de las técnicas probabilistas aplicadas a los análisis de fiabilidad en sistemas eléctricos de potencia y se da una visión global de dónde quedarían encuadradas las correspondientes al campo de estudio de las redes malladas de distribución de energía eléctrica. También se presenta el estado del arte de los métodos de modelado de redes externas equivalentes y de análisis de fiabilidad de las subestaciones.
- En el tercer capítulo se han incluido los trabajos llevados a cabo para evaluar los índices de fiabilidad de los distintos tipos de configuraciones de las subestaciones en el ámbito de la distribución de la energía eléctrica. Es éste un estudio que ha servido de base a la formulación propuesta en el quinto capítulo de esta tesis.
- En el capítulo cuarto se presenta la matriz de sensibilidades entre los flujos de potencia activa en las líneas y transformadores (ramas) de un sistema eléctrico de potencia y las inyecciones nodales de potencia activa en el mismo. Seguidamente, se expone como dicha matriz posibilita, por una parte, la inclusión en el problema de optimización en continua de las contingencias como inyecciones nodales ficticias de potencia activa y, por otra parte, la obtención de una red externa equivalente que se adapta a los cambios de operación del sistema con el que posee interconexiones.
- En el capítulo quinto se presenta una formulación en la que se consideran los modelos de nudo simple y en detalle de una subestación, exponiéndose como aplicarlos tanto para el cálculo de índices de fiabilidad del sistema, como para los nudos de carga (índices de cliente).
- Por último, el sexto capítulo recoge las conclusiones y aportaciones a las que han dado lugar los trabajos desarrollados en el ámbito de la presente tesis, proponiéndose asimismo futuras líneas de investigación.

Los apéndices situados a continuación de los capítulos antes enumerados, son:

- Apéndice **A** que recoge algunos aspectos generales de la teoría asociada a la determinación de la disponibilidad e indisponibilidad a partir de las tasas de fallo y de reparación.
- Apéndice **B** que recopila la información relativa a la red de prueba IEEE-RTS de 24 nudos.
- Apéndice **C** que corresponde a la red real de subtransporte utilizada en las simulaciones.

Finalmente, acto seguido de los apéndices, se incluye la relación alfabética de la bibliografía utilizada.

# Capítulo 2

## Estado del arte

### 2.1. Introducción

Considerado como entidad única, un sistema eléctrico de potencia ha sido el sistema industrial más complejo de todos los desarrollados y explotados por el ser humano hasta fechas recientes. Este complejo sistema industrial está caracterizado por una simple regla: *la energía eléctrica tiene que ser suministrada donde sea requerida, en tiempo real y con la apropiada calidad de suministro.*

La calidad de suministro la conforman la *calidad de onda* y la *continuidad del suministro*, siendo esta última área donde se han desarrollado las propuestas presentadas en esta tesis. Dentro de la continuidad del suministro, el aspecto tratado es el de la mejora en la formulación empleada en las técnicas de análisis de fiabilidad de los sistemas mallados de distribución en alta tensión considerando su interconexión con los restantes sistemas eléctricos que le circundan.

El principio básico de la evaluación de la fiabilidad de un sistema eléctrico de potencia interconectado con otros, es el mismo que está asociado al análisis de fiabilidad de un sistema eléctrico de potencia aislado. Dicho principio básico es el de la evaluación de la capacidad del sistema eléctrico, en cuanto al suministro de energía eléctrica a sus consumidores en base a su demanda.

En este caso, al hacer mención a los consumidores, se está haciendo referencia bien a entidades individuales (clientes) o a áreas de un sistema eléctrico de potencia (p.e. un área de una distribuidora), entendiéndose en este último caso que dichas áreas han de ser consideradas como nudos de demanda respecto al resto del sistema eléctrico al que pertenecen.

Además, cuestión añadida es que: el nuevo entorno de un mercado eléctrico abierto a la competencia, la desintegración vertical de las actividades del sector eléctrico, las restricciones de impacto ambiental, el alto coste de las inversiones en nuevas redes de transporte y de distribución, el largo y bajo retorno de capital en dichas inversiones y la disposición actual de las empresas distribuidoras de optimizar económicamente sus redes, han dado lugar a que las redes eléctricas tengan que ser operadas de forma muy cercana a sus límites técnicos. Esto último, a su vez, implica una reducción de los márgenes de seguridad y el consiguiente peligro del incumplimiento de asegurar un nivel aceptable en la continuidad del suministro.

Ese nuevo entorno y las citadas condiciones de explotación fijan el marco actual en el que las redes de distribución en el nivel de subtransporte (reparto) son las que tienen la responsabilidad final del cumplimiento de unos niveles adecuados de la calidad del suministro eléctrico. Dicha responsabilidad está asociada a que esas redes de distribución son el nexo de unión entre el consumidor final y las redes de transporte desde donde se les suministra la energía eléctrica.

Tomando como punto de partida esa responsabilidad del cumplimiento de unos niveles adecuados de la calidad del suministro eléctrico, los trabajos desarrollados en esta tesis se han dirigido a la mejora de las técnicas de análisis de fiabilidad de las redes de distribución de alta tensión con una estructura mallada. Dichos trabajos, primeramente, se han centrado en la confección de una nueva formulación del problema del flujo óptimo de carga en continua mediante el modelado de las contingencias como inyecciones nodales de potencia activa y, a continuación, en el desarrollo de una nueva formulación del modelo del sistema externo a la red que se desea analizar y en la confección de una nueva metodología en el tratamiento de los modelos de las subestaciones.

## 2.2. Análisis probabilista de la fiabilidad

El *criterio determinista* ha sido tradicionalmente el más empleado en el área de la planificación de los sistemas eléctricos de potencia [76] [110]; en ese enfoque, el comportamiento del sistema objeto de análisis es evaluado con diferentes tipos de escenarios de trabajo.

Dichos escenarios son planteados teniendo en cuenta condiciones de operación verosímiles y con implicaciones duras (graves) para el sistema que se está planificando [26] [87] [115]. A título de ejemplo, escenarios típicos son los definidos para régimen de explotación en punta de demanda, supuesto el fallo simple de una línea eléctrica y/o el fallo de la mayor unidad de generación (contingencias simple y/o doble). En el enfoque determinista el sistema será considerado aceptable si es capaz de suministrar la demanda en todos los escenarios posibles.

Unida a sus múltiples ventajas, el enfoque determinista tiene una importante limitación. Esta se debe a que a efectos de planificación de un sistema eléctrico de potencia, con este enfoque no se puede determinar cuál es el margen de seguridad que proporciona la solución adoptada para el escenario analizado. Esa incertidumbre provoca que la mayoría de las veces se opte por soluciones que sobredimensionan el sistema.

Realmente, una solución más completa a efectos de planificación es aquella que además tenga en cuenta la probabilidad de existencia de cada escenario analizado y las consecuencias económicas asociadas a los casos en los que no se de plena cobertura a la demanda.

Alternativa al enfoque determinista es el *enfoque probabilista o estocástico*, en el cual los citados aspectos estocásticos de los escenarios programados son explícitamente representados.

A pesar de proporcionar una información más completa que la obtenida con el enfoque determinista, el probabilista aún no ha sido totalmente aceptado en el área de planificación de los sistemas eléctricos de potencia. Algunas de las dificultades que han dado lugar a una lenta transición desde la planificación basada en criterios deterministas, a otra basada en criterios probabilistas son:

- Confección de bases de datos.

Los estadísticos de los fallos de los equipos están basados en datos históricos de los mismos. Por tanto, la recopilación de los equipos que fallan, el momento en el que han fallado y su repercusión en las condiciones de explotación del sistema de potencia, constituyen la información básica que debe constituir la base de datos.

- Modelado de los fenómenos estocásticos.

Los fallos de los equipos y elementos de un sistema eléctrico de potencia se producen de forma aleatoria, por lo que los modelos probabilistas o modelos estocásticos relativos a los citados fallos deben ser elaborados de forma concienzuda para que representen dicha aleatoriedad. Como muestra, comentar que en estos modelos es fundamental tener en consideración el tipo de equipo o elemento que se va a modelar, cuál es su edad, cuál es su ciclo de vida, características de montaje (por ejemplo: línea con doble circuito en un mismo apoyo), condiciones meteorológicas



que debe soportar (las tasas de fallo son distintas para cada estación meteorológica del año), cuál es su incidencia en el funcionamiento del resto de equipos y elementos del sistema, etc.

- Modelado de la respuesta estocástica del sistema.

La evaluación probabilista se ha de realizar con modelos matemáticos que deben representar de forma fidedigna el comportamiento del sistema de potencia ante un amplio rango de condiciones de operación. Hoy día, el desarrollo, validación y aplicación final de estos modelos matemáticos están empezando a tener vías de implementación gracias a los grandes avances en el soporte informático (hardware y software).

En este punto, también es importante comentar que a pesar de las dificultades antes comentadas, la descentralización de actividades y la apertura a la competencia en el sector eléctrico están contribuyendo a la aceptación del enfoque probabilista dentro de una nueva línea de inversiones, enfocadas al desarrollo de un sistema eléctrico de potencia de tal forma que no conlleve un sobredimensionado del mismo y que a su vez sea capaz de mantener unos índices de fiabilidad superiores a los estándares mínimos de continuidad de suministro.

Es en las áreas de trabajo del *modelado de los fenómenos estocásticos* y del *modelado de la respuesta estocástica* de los sistemas eléctricos de potencia donde se encuentran las aportaciones de esta tesis.

### 2.2.1. Fiabilidad. Adecuación y seguridad

La función primaria de un sistema eléctrico de potencia es proporcionar energía eléctrica a los consumidores, de forma tan económica como sea posible y con un aceptable grado de calidad y de continuidad en el suministro. El grado de aceptabilidad lo marcan unos niveles mínimos fijados por la normativa vigente al respecto.

La consecución de los objetivos antes indicados no siempre es posible debido a que en el sistema de potencia se presentan de forma aleatoria fallos en sus elementos y equipos. Teniendo presente que el sector eléctrico se mueve en un entorno competitivo con separación de actividades y en el que prima el enfoque de optimización económica, es evidente que en orden a reducir la probabilidad, frecuencia y duración de los eventos (escenarios) a los que dan lugar los fallos antes citados, cada día es más necesario el incremento de las inversiones en las mejoras de las áreas de planificación, diseño y operación de sistemas eléctricos de potencia y dentro de esas áreas en las mejoras de las técnicas de análisis de fiabilidad.

El término *fiabilidad* tiene un muy amplio rango de significados y no debe ser asociado con una simple definición específica [1] [10] [5] [20] [28] [37] [100]. Es, por tanto, necesario reconocer esta situación y centrarse en el uso de dicho término (fiabilidad) para indicar, en un sentido general más que de forma específica, que la fiabilidad de un sistema eléctrico de potencia es:

*“La capacidad global de dicho sistema para desarrollar la función que tiene encomendada”*

Esa función se expuso en la introducción de este capítulo y es que *la energía eléctrica tiene que ser suministrada donde sea requerida, en tiempo real y con la apropiada calidad de suministro.*

De forma específica esa capacidad queda cuantificada por una serie de valores numéricos - índices de fiabilidad - asociados a la probabilidad, frecuencia, duración e impacto en el sistema, de los fallos que de forma aleatoria se producen en el mismo.

Cualquier planteamiento acerca de la fiabilidad de un sistema eléctrico de potencia, de forma invariable involucra los términos relativos a si el sistema es *seguro* o a si el sistema es el *adecuado* para los distintos escenarios de funcionamiento a los que debe hacer frente.

A nivel internacional es aceptada y utilizada la propuesta de NERC (North American Electric Reliability Council) [37], en cuanto a que la *fiabilidad (reliability)* de un sistema eléctrico de potencia

la constituyen la *adecuación o suficiencia (adequacy)* y la *seguridad (security)* asociadas a ese sistema en relación a las funciones que tiene que desarrollar. Con lo cual, en sentido estricto, hablar de análisis de fiabilidad de un sistema eléctrico de potencia implica llevar a cabo el análisis de la adecuación (adequacy assessment) y el análisis de la seguridad (security assessment) de dicho sistema.

En la Figura 2.1 se muestra la fiabilidad expresada como suma de los análisis de la adecuación y de la seguridad de un sistema eléctrico de potencia.

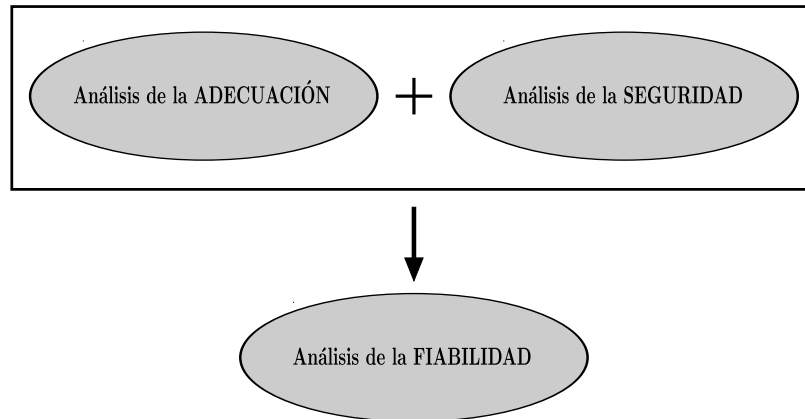


FIGURA 2.1 – Interrelación entre Fiabilidad, Adecuación y Seguridad.

Las definiciones propuestas por NERC para la adecuación y la seguridad son las siguientes:

- *Adecuación/suficiencia (adequacy)*.

Definida como la capacidad del sistema de potencia de suministrar la demanda de energía eléctrica de los consumidores en todo momento, teniendo en cuenta las paradas programadas y/o descargos de los equipos y elementos del sistema.

Es un aspecto, por tanto, relativo a la existencia de suficiente generación y equipos y líneas eléctricas en el sistema para satisfacer la demanda de los consumidores.

- *Seguridad (security)*.

Definida como la capacidad del sistema, en cuanto a soportar y responder adecuadamente ante los eventos (escenarios) provocados por los fallos imprevistos de los equipos y/o elementos del sistema.

Se refiere, en consecuencia, a la capacidad de operación del sistema de potencia, en relación a reponerse tras un fallo imprevisto y ser capaz de seguir proporcionando la prestación de servicio. En caso necesario, inclusive llevando a cabo operaciones de no abastecer la demanda en su totalidad (deslastre de cargas).

En esta tesis se parte de los supuestos de la existencia de capacidad de generación adecuada al crecimiento de la demanda y de contar con una red eléctrica con cobertura suficiente para hacer llegar la energía eléctrica generada hasta los puntos de consumo, lo cual es acorde a la situación existente en la mayoría de los países industrializados.

En base a ello, las propuestas presentadas están principalmente centradas en el análisis de *fiabilidad* asociado a la *seguridad* de un sistema eléctrico de potencia y no entran en la adecuación de la generación al crecimiento de la demanda.

## 2.3. Niveles jerárquicos en el análisis de fiabilidad

Los sistemas eléctricos de potencia pueden ser divididos en tres grandes zonas funcionales: *generación*, *transporte* y *distribución* [35] [36] [37] [42] [110]. Estas zonas funcionales son combinadas entre sí dando lugar a tres niveles jerárquicos aplicados en los análisis de fiabilidad [1] [9] [10] [11] [28] [43] [41]; dichos niveles se han representado en la Figura 2.2.

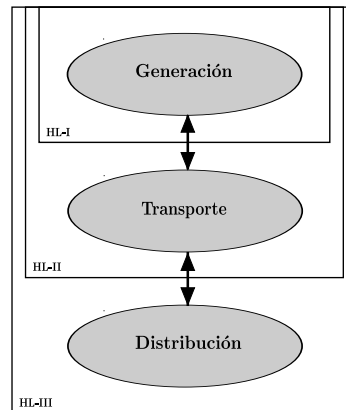


FIGURA 2.2 – Niveles jerárquicos en el análisis de fiabilidad.

En cada uno de los niveles jerárquicos de la Figura 2.2, las tareas asociadas a los respectivos análisis de fiabilidad son las siguientes:

- En el nivel funcional HL-I se analiza la capacidad total del parque de generación programado (mercado eléctrico), en cuanto a satisfacer la demanda global prevista. En este nivel no se considera la red de transporte y su problemática en cuanto a hacer llegar la energía eléctrica hasta los puntos de demanda. Los métodos de análisis de fiabilidad aplicados en este nivel, se basan en la determinación analítica de la función de distribución de probabilidad de la capacidad de generación disponible, la cual es comparada con la función de distribución de la carga a ser suministrada.
- El nivel funcional HL-II comprende el conjunto de la generación y el sistema de transporte y se refiere a los estudios de la capacidad de suministro de energía eléctrica comprometida con la red de distribución. Estos análisis son más complejos que los llevados a cabo cuando sólo se examina la capacidad de la generación.

Al conjunto de los sistemas de generación y transporte en la bibliografía internacional se le denomina *composite/bulk power system* y a los análisis de fiabilidad en este nivel se les menciona como *composite/bulk system reliability evaluation*.

- Al nivel funcional HL-III le compete la determinación de la capacidad del sistema completo (generación, transporte y distribución) de satisfacer la demanda de energía de los consumidores finales. Tradicionalmente, debido a su dimensión, este nivel funcional no es analizado de forma directa considerando los sistemas de generación, transporte y distribución, sino que los análisis son planteados evaluando la distribución bajo el supuesto de considerar plenamente fiables los puntos (nodos eléctricos) desde donde recibe el suministro de energía eléctrica desde la red de transporte.

Hoy día ese supuesto se sigue manteniendo por la añadida complejidad inherente a una estructura de gestión abierta a la competencia, en la que para una distribuidora además no es factible la disposición de la totalidad de los datos estadísticos de fallos en los equipos de la red externa.

### 2.3.1. Nueva estructura para el nivel HL-III

Los niveles jerárquicos de la Figura 2.2, se siguen aceptando tal cual en los análisis de fiabilidad, aunque provienen de una estructura vertical en la que una misma compañía operaba conjuntamente la generación, el transporte y la distribución. Ahora bien, dichos niveles jerárquicos no conforman una estructura rígida en los análisis de fiabilidad, sino que son adaptables a los análisis de fiabilidad dentro de la nueva estructura del sector eléctrico con separación de actividades [9] [10] [11] [43].

A título de ejemplo, en la planificación relativa a alternativas de refuerzo en los subsistemas que representan áreas regionales y locales (redes de *reparto* o *subtransporte*), los análisis de fiabilidad incluyendo el sistema eléctrico de potencia al completo no representan resultados significativamente distintos de aquellos en los que se limita el tamaño del sistema objeto de estudio mediante la aplicación de *modelos equivalentes* a los subsistemas de generación y transporte (*red externa equivalente*) [1] [10] [16] [18] [17] [20] [28] [107] [113] [114].

En este punto, dentro de lo ya anticipado de estar enmarcadas las aportaciones de esta tesis en las áreas de trabajo del *modelado de los fenómenos estocásticos* y del *modelado de la respuesta estocástica* de los sistemas eléctricos de potencia, es importante comentar que en esas áreas de trabajo es donde se debe añadir la aportación que se hace en esta tesis en relación a la obtención de un modelo de red equivalente al nivel jerárquico HL-II, para su aplicación en los análisis de fiabilidad de los sistemas eléctricos del nivel jerárquico HL-III.

La propuesta de mejora en la formulación de un nuevo modelo de red equivalente al sistema eléctrico representado por el nivel jerárquico HL-II, parte de la concepción de una nueva estructura para el nivel HL-III y se presenta en esta tesis como una mejora a la estructura convencional de análisis de fiabilidad del citado nivel jerárquico. La nueva estructura propuesta, se ha representado en la Figura 2.2.

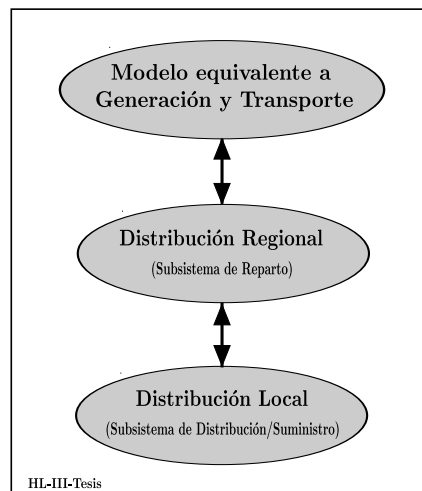


FIGURA 2.3 – Propuesta de nueva estructura para el nivel HL-III.

La estructura presentada en la Figura 2.3, nace de la circunstancia de ser hoy día las redes de reparto o subtransporte una parte fundamental dentro de los análisis de fiabilidad del nivel jerárquico HL-III. Debe tenerse presente que en el nuevo entorno competitivo del sector eléctrico, donde una única empresa es la que gestiona y controla la red de transporte, las redes de reparto o subtransporte son el nexo de unión de dicha red con las redes de distribución y suministro de energía eléctrica de carácter local.

A nivel nacional los niveles jerárquicos funcionales los marca el RD 1955/2000, en el cual se especifica que la red de transporte corresponde a las líneas eléctricas y a todas aquellas instalaciones de tensión igual o superior a 220 kV, puntualizándose también que tendrán la consideración de redes

de distribución todas aquellas instalaciones eléctricas de tensión inferior a 220 kV; en dicho Real Decreto además se declara a “Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima”, como operador del sistema eléctrico y gestor de la red de transporte. A título comparativo, comentar que en Estados Unidos la red de transporte se considera constituida por todas las instalaciones del nivel de tensión de 110 kV o superior [36] [37].

Recordar que ya se expuso que en el caso español las redes de distribución en alta tensión poseen dimensión regional y se explotan normalmente en forma mallada en las tensiones de 132 kV, 110 kV, 66 kV y 50 kV y que las redes de distribución de media tensión poseen una dimensión local y se explotan en forma radial en los niveles de tensión 30 kV, 20 kV, 15 kV y 10 kV.

Es para ese primer nivel que incluye a las redes de distribución malladas (*Reparto y/o Subtransporte*), donde se ha trabajado en las mejoras de formulación que se proponen en esta tesis para su aplicación en los análisis de fiabilidad de las citadas redes.

## 2.4. Caracterización de los estados: Índices de fiabilidad

Sea el *estado* de un sistema de potencia representado por el vector  $s = \{s_1, s_2, \dots, s_N\}$ , donde  $s_i$  es el estado del elemento  $i$ -ésimo. Para esa premisa de partida,  $S$  es el *espacio de estado* asociado al conjunto de todos los estados posibles  $s$  que surgen de la combinación de los estados  $s_i$  de los elementos del sistema.

En el análisis estocástico de la fiabilidad, se parte de que todos los equipos y/o elementos de un sistema eléctrico son reparables, con los cual sus tasas de fallo y de reparación,  $\lambda$  y  $\mu$  respectivamente, son constantes (Apéndice A) y cada elemento  $i$  tiene solamente dos estados posibles que son “fallo” y “operación”.

En base a ello, cada estado del componente  $i$  tiene asociada una *probabilidad de ocurrencia*  $p(s_i)$  y su transición entre estados se representa por un modelo de Markov [8] [9] [20] [28] [62] [84] [109], tal y como se ilustra en la Figura 2.4.

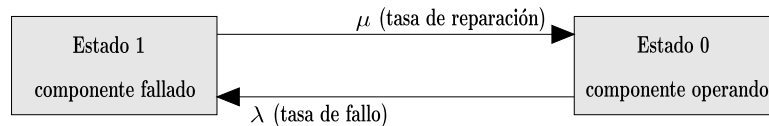


FIGURA 2.4 – Estados para un modelo de Markov.

Dado el estado de cada componente  $i$  y las tasas de transición  $\lambda$  y  $\mu$  entre dichos estados, es inmediato el cálculo de la probabilidad  $P(s)$  del estado  $s$ . Si los fallos de los componentes del sistema son estadísticamente independientes, la citada probabilidad  $P(s)$  es el producto de las probabilidades asociadas con el estado de cada componente [9] [28] [62] [84]:

$$P(s) = \prod_{i=1}^N p(s_i) \quad (2.1)$$

donde  $N$  es el número total de los elementos constituyentes del sistema.

En un análisis probabilista de la fiabilidad, las prestaciones del sistema en cada estado  $s$  con una probabilidad asociada  $P(s)$ , se evalúan mediante unas *funciones de test*  $F(s)$ . Las funciones de test tienen por objetivo proporcionar información para verificar si una configuración específica del sistema eléctrico de potencia (generadores, líneas, transformadores, etc) es *suficientemente segura* para dar cobertura (suministrar) una demanda de carga programada, bajo unas condiciones pre-especificadas de operación.

Una vez considerados todos los estados posibles del sistema y obtenidas sus funciones de test, los *índices de fiabilidad* del sistema no son más que el *valor esperado*  $E(F)$  de dichas funciones de test asociadas a los estados del sistema:

$$E(F) = \sum_{s \in S} F(s) P(s) \quad (2.2)$$

por tanto, la evaluación de los estados del sistema se realiza mediante la determinación de los índices de fiabilidad de dichos estados.

### 2.4.1. Índices de fiabilidad

Múltiples conjuntos de índices de fiabilidad han sido propuestos en la bibliografía al respecto para la evaluación de la continuidad del suministro.

Ahora bien, todos esos índices se clasifican básicamente en *índices de fiabilidad del sistema* (índices globales) e *índices de fiabilidad de los puntos de demanda* (índices individuales).

Independientemente de que sean índices individuales o globales, todos ellos se refieren conceptualmente al análisis enfocado a que el sistema sea capaz de dar cobertura en todo momento a la demanda de energía eléctrica [1] [5] [15] [20] [28] [30] [35] [37] [40] [62] [76] [82] [93] [109].

Estos índices globales e individuales, proporcionan información sobre la probabilidad de ocurrencia del estado del sistema, la cuantía de la demanda no cubierta y la frecuencia y duración de que se presente dicho estado del sistema.

Los índices individuales reflejan el nivel de calidad que experimenta un nudo de demanda o un cliente particular y los índices globales reflejan el comportamiento medio o en percentiles de la calidad del servicio en el sistema, definido éste como una red, zona de servicio, región, etc, donde se suministra energía eléctrica.

Los índices básicos reconocidos a nivel internacional, aplicables tanto para la caracterización a nivel global del sistema como a nivel individual de los puntos de demanda del mismo, son:

- **LOLP** (Loss Of Load Probability). Probabilidad de pérdida de carga (PPC).

Corresponde al valor esperado de la probabilidad de presentarse un estado  $s$  en el que no se de cobertura completa a la demanda de suministro.

La función de test para este índice de fiabilidad adopta los valores:

$$F(s) = \begin{cases} 0 \text{ (pu)} & \iff \text{Se da cobertura a la totalidad de la demanda} \\ 1 \text{ (pu)} & \iff \text{No se da cobertura a la totalidad de la demanda} \end{cases}$$

donde (pu) indica un valor expresado en tanto por uno o por unidad.

- **EPNS** (Expected Power Not Supplied). Potencia esperada no suministrada (PENS).

Corresponde al valor esperado del deslastre de carga (cantidad de carga no suministrada), que en un estado  $s$  es necesario llevar a cabo para que se verifiquen las restricciones asociadas a la operación del sistema.

La función de test para este índice de fiabilidad adopta los valores:

$$F(s) = \begin{cases} 0 \text{ (MW)} & \iff \text{Se da cobertura a la totalidad de la demanda} \\ \text{Deslastre de carga (MW)} & \iff \text{No se da cobertura a la totalidad de la demanda} \end{cases}$$

- **LOLF** (Loss Of Load Frequency). Frecuencia de la pérdida de carga (FPC).

Corresponde al valor esperado de la frecuencia con la que se presenta un estado  $s$  en el que no se da cobertura completa a la demanda de suministro.

La función de test para este índice de fiabilidad adopta los valores:

$$F(s) = \begin{cases} 0 \text{ (fallos/año)} & \iff \text{Se da cobertura a la totalidad de la demanda} \\ \lambda \text{ (fallos/año)} & \iff \text{No se da cobertura a la totalidad de la demanda} \end{cases}$$

- **LOLE** (Loss Of Load Expectation). Expectativa de la pérdida de carga (EPC).

Dado un horizonte temporal, es el tiempo que el sistema de potencia no es capaz de abastecer toda la demanda de potencia en dicho intervalo temporal. Es un índice no básico porque se obtiene a partir del índice LOLP y para un horizonte temporal de un año es:

$$\text{LOLE} = \text{LOLP} \cdot 8760 \text{ (horas/año)}$$

- **LOLD** (Loss Of Load Duration). Duración de la pérdida de carga (DPC).

Corresponde al valor esperado del tiempo que durará un estado  $s$  en el que no se da cobertura completa a la demanda de suministro.

Este índice de fiabilidad se define como el cociente:

$$\text{LOLD} = \text{LOLP} / \text{LOLF} \text{ (horas/fallo)}$$

El marco normativo español (RD 1955/2000, artículo 19), establece la continuidad de suministro “*Relativa al número y duración de las interrupciones del suministro a la distribución y a los consumidores directamente conectados a la red de transporte*” y aún más, especifica que:

“*Lo establecido en este capítulo será de aplicación a los transportistas, al operador del sistema y gestor de la red de transporte y a los agentes conectados a la red de transporte del sistema eléctrico. A los efectos anteriores se consideran agentes conectados a la red de transporte los siguientes: productores, autoproductores, distribuidores y consumidores directamente conectados a dicha red*”.

Los indicadores de medida de la calidad global de la red de transporte, en el caso español, son la *energía no suministrada* (ENS), el *tiempo de interrupción medio* (TIM) y el *índice de disponibilidad* (ID). A modo orientativo, indicar que cuando se promulgó el el RD 1955/2000, se fijaron como valores de referencia  $1,2 \cdot 10^{-5}$  de la demanda de energía eléctrica en barras de central para el índice ENS, 15 minutos/año para el índice TIM y el 97 por 100 para el índice ID.

Estos índices para la medida de la calidad global de la red de transporte están definidos de la siguiente forma:

- **ENS**. Energía no suministrada.

Mide la energía cortada al sistema (MWh) a lo largo del año por interrupciones de servicio acaecidas en la red. A estos efectos, se contabilizan sólo las interrupciones ocasionadas por ceros de tensión de duración superior al minuto.

- **TIM**. Tiempo de interrupción medio.

Corresponde a la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema, expresado en minutos.

$$\text{TIM} = \text{HA} \cdot 60 \cdot \text{ENS} / \text{DA}$$

donde HA es el número de horas anuales y DA la demanda anual del sistema en MWh.

■ **ID.** Índice de disponibilidad.

La indisponibilidad de una red se expresa por el porcentaje del tiempo total que sus líneas, transformadores y elementos de control de potencia activa y reactiva han estado no disponibles para el servicio a lo largo del año.

Su cálculo se efectúa a través del Índice de Indisponibilidad (II) definido por la siguiente expresión:

$$II = \left[ \sum_{i=1}^n t_i \cdot PN_i \right] \cdot \left[ T \cdot \sum_{i=1}^n PN_i \right]^{-1} \cdot 100$$

donde

- ▷  $t_i$  es el tiempo de indisponibilidad en horas de cada circuito, transformador y elementos de control de potencia activa o reactiva.
- ▷  $n$  es el número total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte.
- ▷  $T$  es la duración del período en estudio (horas).
- ▷  $PN_i$  es la potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva.

El índice de disponibilidad total de la red de transporte (ID) se obtiene como se indica seguidamente:

$$ID = 100 - II$$

El RD 1955/2000 también fija que la calidad de servicio en transporte es exigible con carácter general, por punto frontera y por instalación, para lo cual establece un índice individual de fiabilidad denominado *Índice de Disponibilidad Individual* (IDi).

Este índice lo define como el porcentaje del tiempo total que dicha instalación ha estado disponible para el servicio a lo largo del año. Su cálculo se efectúa a través del *Índice de Indisponibilidad Individual* (Ii) definido por la siguiente expresión:

$$Ii = (t_i/T) 100$$

donde  $t_i$  es el tiempo (horas) de indisponibilidad de la instalación  $i$  y  $T$  la duración (horas) del período en estudio.

Para el índice de disponibilidad individual (IDi), el RD 1955/2000 establece que su valor se obtendrá mediante la expresión:

$$IDi = 100 - Ii$$

Tal y como están expresados los índices globales e individuales (RD 1955/2000), estos son unos índices denominados *históricos* (índices a posteriori), a diferencia de los índices básicos LOLP, EPNS, LOLF, LOLE y LOLD anteriormente comentados, que están definidos como índices *previstos* (índices a priori).

A modo aclaratorio, comentar que:

- Los índices históricos (índices a posteriori) se calculan utilizando estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa y a partir de los datos de funcionamiento del sistema eléctrico durante un período de tiempo en el pasado.

Permiten cuantificar la calidad de servicio proporcionada y realizar análisis comparativos y de tendencias.



- Los índices previstos (índices a priori) calculan los valores medios y/o máximos esperados, obtenidos a partir de modelos de fiabilidad aplicados al sistema eléctrico en un tiempo especificado. Los datos necesarios para su cálculo son los datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.

Permiten establecer objetivos ligados al tipo de red, identificar puntos débiles, realizar análisis alternativos de expansión de red y evaluar el impacto de nuevas inversiones en calidad. Constituyen por tanto un medio fundamental en las tareas de planificación de un sistema eléctrico de potencia.

A modo orientativo de los órdenes de magnitud de los valores (*históricos*) de los índices de fiabilidad ENS, TIM y II, indicar que en el año 2011 sus valores fueron 200 MWh, 1,6 minutos y 2,27 %, respectivamente (fuente: Red Eléctrica de España [92]).

Como finalización de este apartado, comentar que en las simulaciones para la validación de las propuestas presentadas en esta tesis, se ha optado por el empleo de los índices de fiabilidad LOLP, EPNS, LOLF, LOLE y LOLD, que son aplicables en los análisis de la fiabilidad tanto a nivel global, como a nivel individual por punto de conexión a la red y a partir de los cuales se pueden determinar unos índices a priori análogos a los índices históricos contemplados en la normativa española.

## 2.5. Selección de estados en el análisis de fiabilidad. Métodos de Monte Carlo y de enumeración de estados

El procedimiento probabilista de evaluación de la fiabilidad tiene la finalidad de verificar la seguridad de un sistema frente a los estados de fallo del mismo y siempre en el supuesto de estar provocados dichos fallos por las indisponibilidades de carácter estocástico de sus elementos y equipos.

A partir de ese enfoque, inmediatamente surge la necesidad de determinar cuáles son los estados posibles de fallo y cuáles de ellos son los más probables.

Dejando aparte el análisis probabilista o estocástico de la fiabilidad del nivel HL-I, que se centra de forma específica en los grupos de generación, existen dos métodos básicos ampliamente usados en el área de los análisis de fiabilidad para la selección de los estados posibles de un sistema eléctrico de potencia: *Monte Carlo* y *enumeración de estados*.

En la Figura 2.5, se ha representado un esquema en el que de forma simplificada se sitúan ambos métodos en las opciones posibles del análisis probabilista de la fiabilidad de un sistema eléctrico de potencia. Así, tal y como se indica en la Figura 2.5, *enumeración de estados* es un método que determina de forma *analítica* los estados posibles de un sistema eléctrico de potencia y *Monte Carlo* es un método que aplica un procedimiento de *simulación* para proponer dichos estados.

El proceso analítico seguido en *enumeración de estados* es la extensión natural del análisis de contingencias hacia un modelado estocástico de estas y, por otra parte, el método de *Monte Carlo* emplea la teoría del azar y debe su nombre al Casino de Monte Carlo (Mónaco) por su similitud con los análisis estocásticos aplicados a los juegos de azar.

Ambos métodos tienen como principio básico el modelado del comportamiento estocástico del sistema que se quiere analizar y, en consecuencia, su misión es la de proporcionar todos los estados  $s = \{s_1, s_2, \dots, s_N\}$  a los que dan lugar los fallos aleatorios de los equipos y componentes del citado sistema. Ese principio y misión común es lo que da lugar a la diferencia principal que existe entre ambos métodos.

Tanto *Monte Carlo* como *enumeración de estados* parten de un escenario de generación con capacidad de abastecer a la demanda prevista (*caso base*) y para dicho estado se suponen operando todos los equipos y elementos del sistema. El *caso base* es un estado de no existencia de contingencia alguna

y, por analogía con el Análisis de Contingencias, se suele denominar simbólicamente como estado o nivel de contingencia “N-0”.

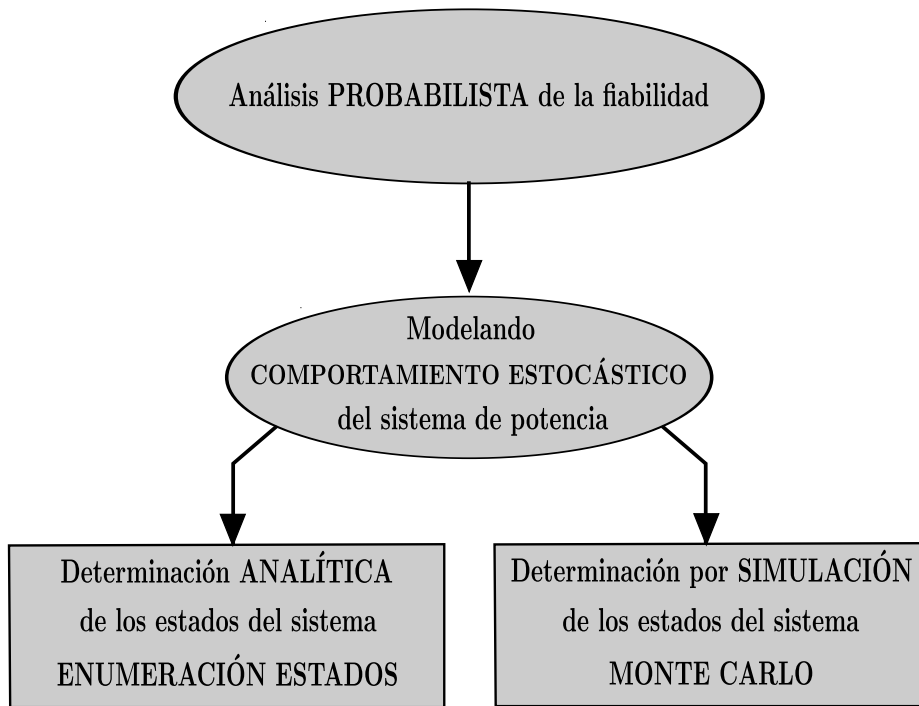


FIGURA 2.5 – Tipos de análisis estocásticos en fiabilidad.

Supuestos los dos métodos partiendo del citado nivel N-0, lo que marca la diferencia principal que existe entre ambos, es el procedimiento de selección de los estados  $s$  en los que se puede encontrar el sistema y el cálculo de la probabilidad  $P(s)$  asociada a los mismos.

La utilización de *Monte Carlo* o de *enumeración de estados* en un análisis de fiabilidad, se hace en función de las características del sistema eléctrico de potencia que mejor se adaptan a su análisis por alguna de estas dos metodologías. Respecto a los campos de aplicación y prestaciones de ambos métodos existe un amplio abanico de publicaciones, incluyendo tutoriales [76], artículos técnicos [5], manuales técnicos [86] y libros [11] [62].

Recientes referencias en relación a sus campos de aplicación son [93] y [94], en las que usando como red de prueba el sistema eléctrico de Brasil, se expone la aplicabilidad de los métodos de *Monte Carlo* y de *enumeración de estados* en el análisis de fiabilidad. Otra referencia interesante es la [10], la cual proporciona un listado muy completo de la bibliografía al respecto hasta el año 1999 inclusive.

A modo de avance, indicar que el método de *Monte Carlo* es el más adecuado cuando el análisis de fiabilidad hay que plantearlo para los niveles HL-I y HL-II, generación y transporte (Figura 2.2), pero si el análisis se enfoca hacia las redes de subtransporte y de distribución (nivel HL-III, Figura 2.2), *enumeración de estados* es el que proporciona mejores prestaciones.

Téngase presente que en el caso de los grupos de generación de los sistemas eléctricos de potencia, estos poseen unas tasas de reparación cercanas a cero ya que los tiempos de reparación son muy elevados y para estos casos *Monte Carlo* converge hacia unos valores estimados (valores medios) con un número reducido de muestras. Ahora bien, cuando los elementos del sistema de potencia poseen tasas de reparación mucho mayores que cero, que equivale a tiempos reducidos de reparación, el método de *Monte Carlo* tiene problemas de convergencia; situación que se da en el nivel funcional HL-III y para el cual es más conveniente utilizar el método de *enumeración de estados* [1] [5] [10] [11] [13] [20] [28] [30] [62] [76] [86] [93] [94] [109].

Tomando como base lo anterior y dado que esta tesis está centrada en la propuesta de mejoras en el cálculo de índices de fiabilidad en las redes malladas de distribución en alta tensión (nivel HL-III, Figura 2.3), en la formulación que se propone se ha utilizado el método de *enumeración de estados* por ser el más adecuado para el análisis de fiabilidad de este tipo de redes.

No obstante, con antelación al desarrollo de la formulación propuesta, el método de *Monte Carlo* también ha sido empleado en el estudio previo que en el Capítulo 3 se ha llevado a cabo para el análisis de la fiabilidad de las configuraciones tipo de las subestaciones.

### 2.5.1. Método de Monte Carlo

Esta metodología basa la selección de los estados en la generación de un número aleatorio para cada elemento y equipo que constituyen un sistema eléctrico de potencia. El estado propuesto es el que surge a partir de los elementos y equipos cuya probabilidad de fallo (indisponibilidad) es mayor o igual a la del número aleatorio que le haya correspondido.

Sea un sistema eléctrico de potencia en el que  $U_i$  es la indisponibilidad de su elemento  $i$  (Apéndice A). Si se genera un número aleatorio  $GU_i$  con distribución uniforme en el intervalo  $[0, 1]$ , el estado  $s_i$  del elemento  $i$  se selecciona según se expone seguidamente:

$$s_i = \begin{cases} 1 & \iff 0 \leq GU_i \leq U_i \\ 0 & \iff U_i < GU_i \leq 1 \end{cases}$$

donde para  $s_i$  igual a 1 el elemento  $i$  está en situación de *fallo* y para  $s_i$  igual a 0 está en estado de *operación*. Si el sistema está compuesto por  $N$  elementos o equipos, el estado del sistema queda definido por el vector  $s = \{s_1, s_2, \dots, s_N\}$ .

Supongamos que el proceso de selección de estados se repite de forma sucesiva, dando lugar a un espacio de estados  $\hat{S}$ . Si ese proceso no se ha desarrollado hasta completar el espacio de estados  $S$  del sistema, desde el punto de vista estadístico  $\hat{S}$  es una muestra de una población  $S$ .

A modo de ejemplo y planteando el supuesto de ser conocidas las funciones de test  $F(s)$  de cada estado  $s$  del espacio de estados muestral  $\hat{S}$ , el valor esperado de cualquier índice de fiabilidad IF es:

$$\overline{\text{IF}} = \sum_{s \in \hat{S}} F(s) \cdot \frac{n(s)}{N_{\hat{S}}} \quad (2.3)$$

siendo  $n(s)$  el número de veces que se repite el estado  $s$  y  $N_{\hat{S}}$  la dimensión del espacio muestral. En (2.3) se ha utilizado que la probabilidad  $P(s)$  del estado  $s$  se puede obtener por la frecuencia de ocurrencia de dicho estado y, en consecuencia, el valor  $\overline{\text{IF}}$  obtenido es el valor medio del índice de fiabilidad en la muestra considerada (media muestral).

La antes comentada selección de estados, se repite secuencialmente hasta que la misma da lugar a una precisión en el cálculo que viene fijada por el coeficiente de variación  $\beta$ . Este coeficiente está definido como la relación de la desviación típica al valor esperado del índice de fiabilidad.

Si lo que se pretende es estimar el índice de fiabilidad IF, el coeficiente de variación en el proceso de estimación del mismo estaría dado por:

$$\beta = \sqrt{V(\overline{\text{IF}})} \cdot \overline{\text{IF}}^{-1} \quad (2.4)$$

donde  $V$  representa la varianza muestral y, por tanto,  $V(\overline{\text{IF}})$  es la varianza muestral de la media muestral  $\overline{\text{IF}}$ .

Para la estimación del índice de fiabilidad IF, ecuación (2.3), el número  $N_{\hat{S}}$  de estados (muestras) necesarios es:

$$N_{\hat{S}} \approx [\beta^2 \cdot \overline{\text{IF}}]^{-1} \quad (2.5)$$

La ecuación (2.5) pone de manifiesto el mayor atractivo del método de *Monte Carlo* que consiste en que, para un valor dado del coeficiente de variación  $\beta$ , el número de estados (muestras) necesarios para estimar un índice de fiabilidad no depende de la dimensión del sistema, es decir, no depende de la cantidad de elementos y equipos que constituyen un sistema eléctrico de potencia.

Esto hace a este método el adecuado para el análisis de sistemas eléctricos de potencia de gran dimensión (*composite power system reliability evaluation*). Hay que tener presente que *Monte Carlo* proporciona los valores de los índices de fiabilidad a partir de un espacio muestral  $\hat{S}$  que es un subconjunto del espacio de estados  $S$  del sistema.

En (2.5) es evidente que para la misma precisión, el número de estados que se deben evaluar para estimar el índice de fiabilidad (esfuerzo en el cálculo) es inversamente proporcional al valor esperado  $\overline{IF}$  (media muestral) del citado índice de fiabilidad.

Sirva como ejemplo el caso representado en la Figura 2.6, en la cual se muestra que si consideramos la estimación de un índice de fiabilidad LOLP cuyo valor es  $9,2 \cdot 10^{-3}$  en tanto por uno o por unidad (pu) y se desea hacerlo con un coeficiente de variación (precisión) “ $\beta = 1\%$ ”, el resultado es que se deben evaluar al menos  $1,1 \cdot 10^6$  estados (muestras).

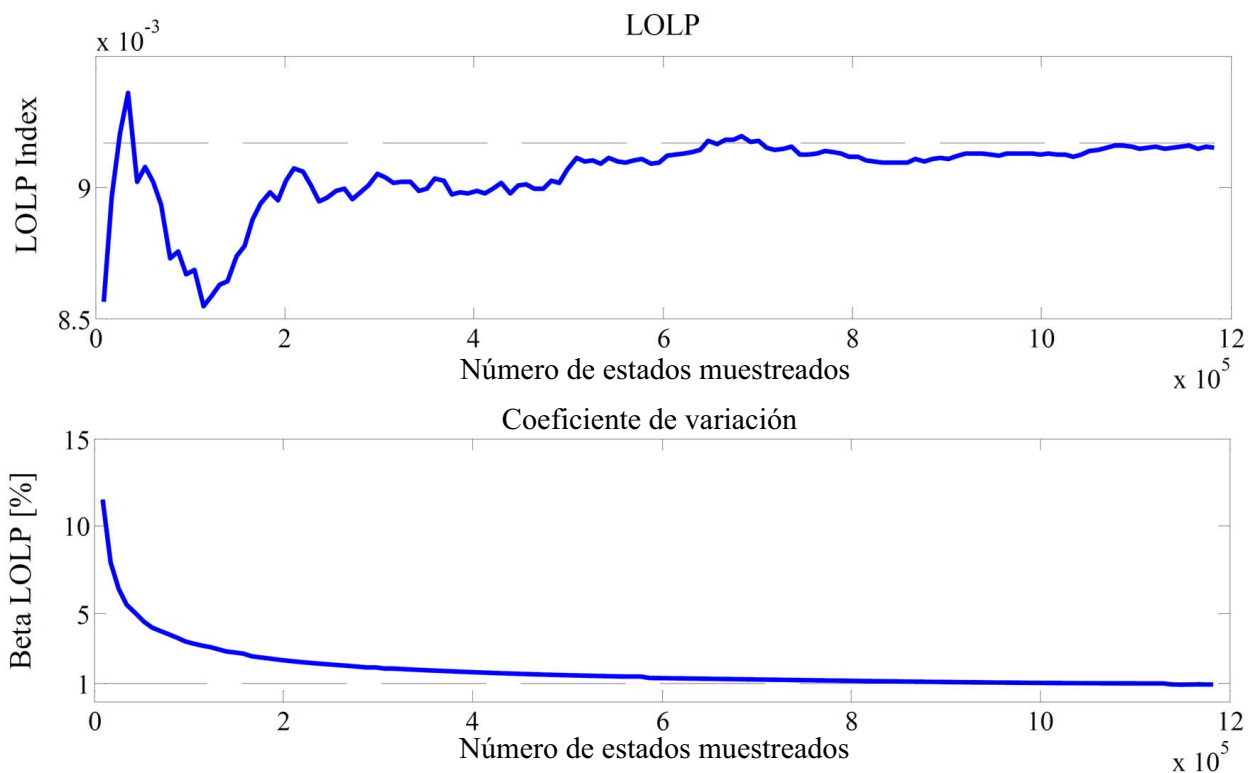


FIGURA 2.6 – Convergencia del índice LOLP y del coeficiente  $\beta$ .

A lo mostrado con el ejemplo representado en la Figura 2.6, hay que unir que la mayor limitación del método de *Monte Carlo* es la fuerte dependencia (relación cuadrática) existente entre el número de muestras (estados)  $N_{\hat{S}}$  y la precisión deseada en el cálculo, ver ecuación (2.5).

Como muestra de esa dependencia, téngase en consideración que si se desea duplicar la precisión en el cálculo, eso es equivalente a reducir a la mitad el coeficiente de variación  $\beta$ , lo cual conlleva que el número de muestras necesarias se vea multiplicado por cuatro para llegar a ese orden de precisión en

el cálculo. Llevando esa exigencia al ejemplo antes expuesto, duplicar la precisión implicaría considerar “ $\beta = 0,5\%$ ” y para ese valor el número de estados que se deben evaluar es  $4,4 \cdot 10^6$  (muestras).

Finalmente exponer que, al estar basado en la generación de un número aleatorio, con el método de *Monte Carlo* se puede dar la circunstancia de que no sean considerados todos los estados posibles del espacio de estados  $S$  del sistema. Este inconveniente surge del carácter aleatorio en el que se soporta el método y en el que no se puede forzar (analíticamente) a que se incluyan dichos estados en el análisis de fiabilidad, aunque realmente tengan interés de que sean tratados por su repercusión en la operación del sistema.

### 2.5.2. Método de enumeración de estados

Como su nombre indica, el empleo de esta metodología exige la enumeración (relación) de forma analítica de todos los estados posibles del sistema. Para ello, se parte desde el caso más simple, que es el de la indisponibilidad de un solo elemento o equipo y se termina con el caso más complejo, que es el de la indisponibilidad simultánea de todos los elementos y equipos que constituyen el sistema.

De todos los estados posibles del espacio de estados  $S$  del sistema, el subconjunto de todos aquellos estados que posean igual número  $k$  de elementos y/o equipos indisponibles simultáneamente, se denota por “N-k”. Dicho subconjunto se denomina *nivel de contingencia* y el número de estados  $NE_{(N-k)}$  que lo componen es:

$$NE_{(N-k)} = \frac{N!}{k! \cdot (N-k)!}$$

A título de ejemplo, para una red con 15 ramas, el nivel de contingencia N-2 que abarca los estados en los que fallan simultáneamente dos ramas, implica analizar 105 estados y si se plantea el análisis para su nivel de contingencia N-3 este abarcaría otros 455 estados. El caso expuesto corresponde a la red regional de subtransporte (Apéndice C) que se ha utilizado en la validación de las propuestas presentadas en esta tesis.

Por su analogía con el Análisis de Contingencias, indicar que en *enumeración de estados* el estudio de las contingencias es usual llevarlo a cabo solamente para una lista reducida que se confecciona a partir de una selección de las contingencias existentes en los niveles “N-1” y “N-2”.

Seleccionando un estado  $s$  en el nivel N-k, la probabilidad de dicho estado es:

$$P(s) = \prod_{i=1}^k U_i \prod_{i=k+1}^N A_i \quad (2.6)$$

donde  $U_i$  y  $A_i$  son, respectivamente, la indisponibilidad (probabilidad de estar en situación de fallo) y la disponibilidad (probabilidad de estar en situación de operación) del elemento  $i$  (Apéndice A). Obviamente, los equipos desde “ $i = 1$ ” hasta “ $i = k$ ” son los que se encuentran en situación de fallo en el estado  $s$ .

Si el índice de fiabilidad a estimar es el índice LOLP y es conocida su función de test  $F(s)$  para cada uno de los estados  $s$  del nivel N-k, el valor del citado índice para ese nivel de contingencia será:

$$LOLP_{(N-k)} = \sum_{s \in (N-k)} F(s) P(s) \quad (2.7)$$

En la práctica, tal y como antes se ha indicado, es usual determinar los índices de fiabilidad a partir de una lista predefinida con los niveles de contingencias que se desean analizar, por lo que el proceso de enumeración se lleva a cabo hasta que se alcanza el nivel de contingencia predefinido o que sea despreciable la probabilidad de los estados de las contingencias que aún no han sido enumeradas. Lógicamente, si se da esta última situación no es necesario completar el análisis de todo el listado predefinido de contingencias.

En base a lo anterior, es importante indicar que la precisión en la estimación de los índices de fiabilidad con el método de *enumeración de estados*, la marca la probabilidad de todos aquellos estados que no son incluidos en el proceso de enumeración.

Dicha probabilidad se denomina *probabilidad despreciada (neglected probability)* y para su determinación, es requisito previo conocer la probabilidad asociada a cada nivel de contingencia N-k y la probabilidad total o *probabilidad acumulada* en el proceso de análisis.

El subconjunto de todos los estados  $s$  que se han generado para un nivel de contingencia N-k, tiene la probabilidad:

$$P(s)_{(N-k)} = \sum_{s \in (N-k)} P(s) \quad (2.8)$$

que es la probabilidad asociada a cada nivel de contingencia N-k.

La *probabilidad acumulada*  $P(s)^{acu}$  no es más que la suma de las probabilidades de todos los estados pertenecientes a los niveles de contingencias N-k para los que se ha desarrollado el análisis de fiabilidad.

Supuesto el análisis de fiabilidad soportado en un proceso de enumeración hasta el nivel  $N - \ell$  inclusive, la probabilidad acumulada  $P(s)^{acu}$  está dada por:

$$P(s)^{acu} = \sum_{(N-0)}^{(N-\ell)} \left( \sum_{s \in (N-k)} P(s) \right) \quad (2.9)$$

Una vez calculada la probabilidad  $P(s)^{acu}$ , dicha probabilidad permite la determinación de la *probabilidad despreciada*  $P(s)_R$ , que es la probabilidad asociada a todos los niveles de contingencias no incluidos en el análisis de fiabilidad.

La expresión para el cálculo de esta probabilidad es:

$$P(s)_R = 1 - P(s)^{acu} = 1 - \left[ \sum_{(N-0)}^{(N-\ell)} \left( \sum_{s \in (N-k)} P(s) \right) \right] \quad (2.10)$$

Como muestra de aplicación de las expresiones (2.8) y (2.9), las probabilidades que surgen cuando dichas expresiones se emplean en la red regional de subtransporte antes comentada (Apéndice C), se han recopilado en la Tabla 2.1.

TABLA 2.1 – Probabilidades en la red regional de reparto (subtransporte) usada como red de prueba.

Contingencia	Estados	$P(s)$ pu	$P(s)$ pu
Nivel	Número	Nivel	Acumulada
N-0	1	0,9316703	0,9316703
N-1	15	0,0669256	0,9985959
N-2	105	0,0013938	0,9999897
> 2	—	0,0000103	1,0000000

Del análisis de la Tabla 2.1, se concluye que para la red regional de subtransporte puesta como ejemplo (Apéndice C), se puede tener un análisis de fiabilidad bastante preciso llevándolo a cabo hasta el nivel de contingencia N-2.

El citado análisis tiene una *probabilidad despreciada*  $P(s)_R$  dada por:

$$P(s)_R = 1 - 0,9999897 = 0,0000103 \text{ (pu)}$$

La conclusión anterior se soporta en la evaluación solamente de 120 contingencias, que son todas las correspondientes a los niveles de contingencias N-1 y N-2, frente a la evaluación al menos de  $1,1 \cdot 10^6$  estados que se requerirían utilizando el método de *Monte Carlo*, tal y como se expuso en la sección anterior.

Esa diferencia sustancial se presenta debido a que todos aquellos sistemas en los que su probabilidad de fallo es relativamente baja, que es la situación que se da en la red regional de subtransporte que nos ocupa (LOLP  $\rightarrow 9,2 \cdot 10^{-3}$ ), el método de *Monte Carlo* es prácticamente inviable ya que el número de estados que es necesario analizar es función inversa del índice de fiabilidad que se desea estimar.

Para finalizar este apartado, insistir en que se debe tener presente que el esfuerzo en el cálculo (número de estados a evaluar) en el método de *enumeración de estados* es dependiente de la dimensión del sistema, ya que el número de elementos y equipos del sistema es el que da lugar a su espacio de estados  $S$ . Esto, inicialmente, lo descarta para la estimación de los índices de fiabilidad de sistemas eléctricos de potencia de gran dimensión (*composite power system reliability evaluation*), pero por otra parte si lo hace más adecuado que el método de *Monte Carlo* para redes más pequeñas, como es el caso de las redes de subtransporte o reparto (distribución AT) que en el caso español tienen una dimensión regional.

## 2.6. Algoritmo básico para la evaluación de la fiabilidad

Independientemente de los múltiples problemas técnicos que involucra el análisis de fiabilidad de un sistema eléctrico de potencia, es fundamental tener claro cuáles son los objetivos y cuál es el medio que se va a emplear para alcanzarlos.

Fijando el punto de partida en la realización de un análisis *a priori* (predictivo) de la fiabilidad, los objetivos básicos son dos y se resumen en:

- **Caracterizar** las prestaciones del sistema eléctrico de potencia con unos índices *esperados* de fiabilidad (globales y/o individuales) obtenidos mediante simulación numérica.
- **Comparar** dichos índices *esperados* (*a priori*) con aquellos que hayan sido establecidos como índices de *referencia* (*históricos*) por la normativa vigente.

La simulación conlleva la aplicación de un soporte informático, pero sin entrar en las prestaciones del equipo informático (soporte de hardware), ni en las de la idoneidad de un lenguaje de programación u otro (soporte de software), un algoritmo conceptual para el análisis de la fiabilidad se puede establecer en cuatro pasos básicos. Esos cuatro pasos básicos se han expresado en forma de un ordinograma que se ha representado la Figura 2.7.

El citado algoritmo es válido tanto si se opta por el empleo del método de *Monte Carlo*, como si el elegido es el método de *enumeración de estados*, que es el método probabilista utilizado en el desarrollo de las mejoras de formulación propuestas en esta tesis.

La diferencia entre aplicar el algoritmo a uno u otro método, radica en los bloques primero y tercero (Figura 2.7), es decir, la diferencia estriba en el procedimiento de selección de los estados y en la forma en la que se calculan los índices de fiabilidad del sistema.

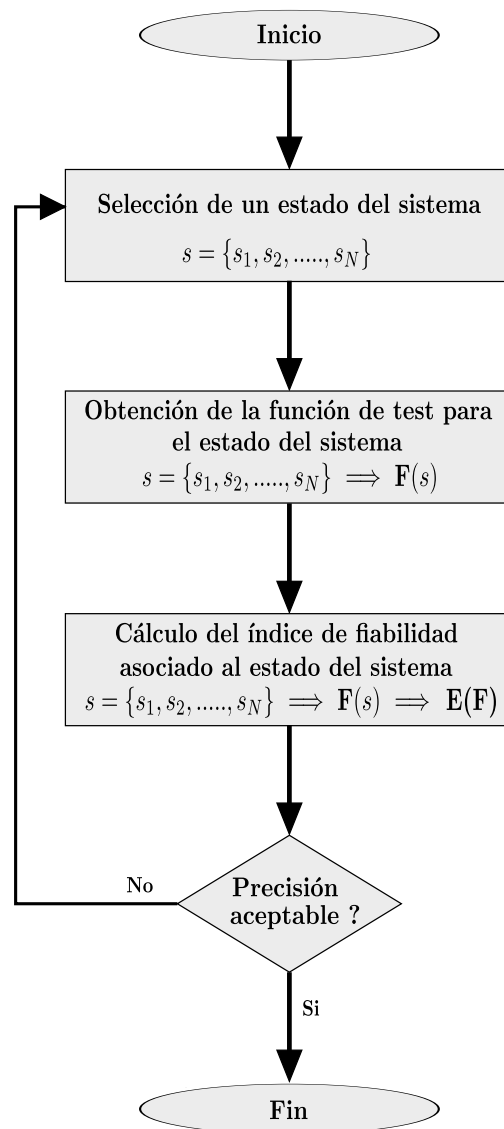


FIGURA 2.7 – Algoritmo para el análisis de fiabilidad.

En cada uno de los cuatro bloques de la Figura 2.7 los procesos realizados son:

- **Selección de un estado del sistema.** En términos del análisis de fiabilidad la evaluación del problema se establece a partir de la programación de un escenario de demanda y generación, para el que se establecen la disponibilidad y estado de operación de los equipos y elementos del sistema eléctrico y las restricciones técnicas de funcionamiento a nivel global del sistema y a nivel individual de sus equipos y elementos.

Como se mencionó en la Sección 2.5.1 y en la Sección 2.5.2, se trata de fijar a partir del *caso base* o nivel de contingencia N-0 el estado  $s = \{s_1, s_2, \dots, s_N\}$  en el que se encuentra el sistema (estado post-contingencia).

- **Obtención de la función de test para el estado del sistema.** El objetivo de este bloque es el de la determinación del valor de cada función de test  $F(s)$ , Sección 2.4.1, que se haya asociado al análisis de fiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

El valor que toma la función de test se determina a partir del análisis en el estado post-contingencia, de si la generación disponible con la topología de la red resultante permite o



no el suministro de la totalidad de la demanda de carga sin violar los límites técnicos de funcionamiento del sistema.

- **Cálculo del índice de fiabilidad asociado al estado del sistema.** Obtenida la función de test  $F(s)$ , lo que procede en este bloque es el cálculo de los índices de fiabilidad (LOLP, EPNS, LOLF, LOLD, etc) a nivel del sistema en su conjunto (*índices globales de fiabilidad*) o a nivel de nudo de carga (*índices individuales de fiabilidad*). El procedimiento de cálculo a seguir es el indicado en la la Sección 2.5.1 y en la Sección 2.5.2, según se haya optado por el método de *Monte Carlo* o por el de *enumeración de estados*, respectivamente.
- **Determinación de la precisión en el cálculo del índice de fiabilidad.** A priori es el bloque más elemental porque se basa en una mera comparación, con la que se evalúa si la precisión en el cálculo de los índices de fiabilidad es aceptable o el número de estados que quedan por analizar y su probabilidad, en el caso de enumeración de estados.

## 2.7. Fiabilidad, sistemas interconectados y subestaciones

En relación a los sistemas eléctricos interconectados y/o a las áreas de un sistema eléctrico interconectadas entre sí, los nuevos cambios en el sector eléctrico han traído la necesidad de modelar estas nuevas realidades y la adaptación a las mismas de las técnicas y procedimientos ya existentes en los análisis de fiabilidad [30] [76]. Obviamente, la citada necesidad también se ha hecho extensiva al resto de campos de trabajo dedicados a los análisis de sistemas eléctricos de potencia.

Respecto a las subestaciones, estas son los nudos eléctricos donde se realizan las interconexiones antes comentadas. Unida a esa importante misión, se encuentra el que con la nueva estructura del sector eléctrico y tal y como está reglamentada la calidad de suministro, las subestaciones no sólo deben garantizar la conexión sino que además deben asegurar unos niveles mínimos de seguridad de la conexión con la red de transporte, desde donde llegará el suministro de energía eléctrica que las distribuidoras harán llegar hasta sus clientes [19] [43]. Consecuentemente, esto conlleva la necesidad del estudio de fiabilidad de las subestaciones, considerándolas como un elemento perteneciente a un sistema eléctrico de potencia con separación de actividades y no como un ente aislado del mismo.

### 2.7.1. Fiabilidad y sistemas interconectados

De por sí, el concepto de la interconexión o interconexiones entre sistemas eléctricos de potencia siempre ha estado asociado a los mismos, pero hoy día se ha visto reforzado por la nueva estructura del sector eléctrico. En esa nueva estructura con una separación reglamentada y clara de actividades, las interconexiones proporcionan a las empresas del sector el respaldo suficiente en su red para en caso de necesidad garantizar la continuidad del suministro a sus clientes.

En esta tesis ese concepto es tratado en cuanto a su influencia en los análisis de fiabilidad y, en concreto, el enfoque es hacia las interconexiones existentes entre las áreas funcionales de *transporte*, *subtransporte (reparto)* y *distribución* (Nivel HL-III propuesto, Sección 2.3.1), así como hacia las que posibilitan que varias áreas o zonas de una misma empresa distribuidora de energía eléctrica estén conectadas entre sí.

Los estudios de seguridad basados en los análisis de contingencias y de fiabilidad de los sistemas eléctricos interconectados entre sí, toman como punto de partida la representación de la interconexión mediante los denominados *sistema interno* o *red interna* y *sistema externo* o *red externa* (Figura 2.8) [7] [17] [18] [33] [49] [56] [55] [78] [79] [104] [107] [108] [111].

El sistema objeto de interés en el estudio es el que se nombra como *sistema interno*, al resto de los sistemas colindantes con los que posee interconexiones se le denota como *sistema externo* y las

líneas y/o transformadores (ramas) con las que se establecen las conexiones entre ambos sistemas, se denominan *ramas de interconexión*, (LI) en la Figura 2.8. Los nudos entre los que se establece la interconexión entre el *sistema externo* y el *sistema interno*, se denominan *nudos frontera*.

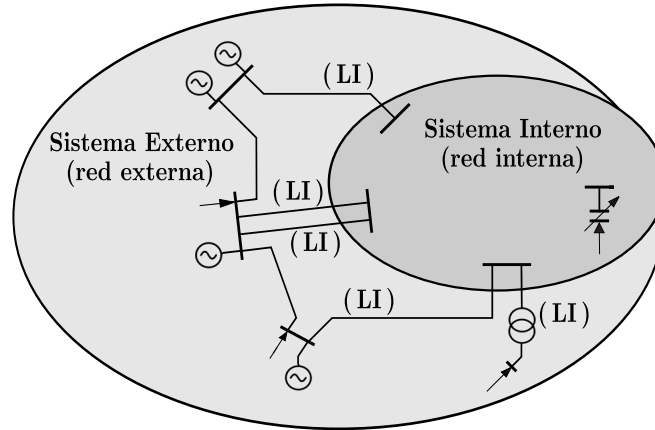


FIGURA 2.8 – Sistema eléctrico de potencia (SEP) representado mediante sus sistemas interno y externo.

El problema de forma general se puede establecer como sigue:

*Dado el flujo de cargas de un escenario de demanda-generación de un sistema eléctrico de potencia (SEP) y dada un área de interés (sistema interno) de dicho sistema, se trata de encontrar un modelo de orden reducido asociado al resto de la red (sistema externo), tal que para los cambios en las condiciones de operación de la red interna, los resultados de un flujo de cargas asociado a la red externa proporcionen valores muy similares a los que resultarían si se hubiese considerado el sistema al completo.*

Si se considera la totalidad de la red externa sin reducción alguna, se trata de lo que en el argot internacional se menciona como *modelo en detalle de red externa (detailed external network model o unreduced external network model)* [49] [56] [55].

Ahora bien, con el *modelo en detalle de red externa* lo que se gana en exactitud en el cálculo se pierde en rapidez en la respuesta. Se debe tener presente que con este modelo, al no aplicarse reducción alguna a la red externa, el estudio a realizar hay que llevarlo a cabo considerando la totalidad del sistema eléctrico de potencia. Debido a la dimensión del problema a resolver, el coste del análisis se incrementa de forma considerable, frente a otros métodos que utilizan un modelo reducido.

La implementación del *sistema externo* mediante un modelo reducido del mismo, denominado *modelo equivalente de red externa (equivalent external network model)*, tiene como ventaja principal que la dimensión reducida de la red externa facilita una rápida disposición de información relativa a la citada red [17] [49] [78].

Los dos procedimientos estandarizados y de amplia aplicación en la obtención de un *modelo equivalente de red externa* son:

- Modelo **Ward** equivalente de red externa.

La versión básica del modelo WARD [108] se ha representado en la Figura 2.9 y se basa en la relación que la matriz de admitancias  $\mathcal{Y}$ , del sistema eléctrico al completo, establece entre las tensiones nodales  $\mathcal{V}$  e inyecciones nodales  $\mathcal{I}$  de dicho sistema.

Por eliminación Gaussiana se hacen desaparecer del sistema matricial las tensiones nodales asociadas a los nudos de la red externa, quedando esta representada por un sistema mallado con inyecciones de potencia en los *nudos frontera*.

En términos del modelo **Ward** equivalente de red externa (Figura 2.9) no existen nudos de la red externa, solamente se mantienen los nudos de la red interna y los *nudos frontera* que es donde se colocan las inyecciones de potencia y entre los que se conecta el sistema mallado con los que se modela la red externa.

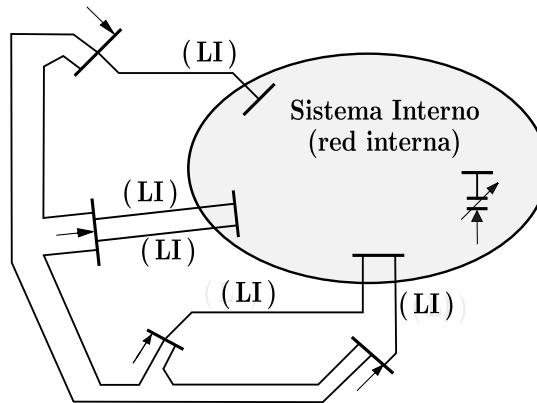


FIGURA 2.9 – Modelo Ward equivalente de red externa.

■ Modelo **REI** equivalente de red externa.

La versión básica del modelo REI [33] (Radial Equivalent Independent), Figura 2.10, consiste en la división de la red externa en dos subsistemas, el primero constituido por los *nudos frontera* (*nudos esenciales*) entre el *sistema externo* y el *sistema interno* (unidos entre sí por las líneas de interconexión LI) y el segundo obtenido en un proceso de agrupación y reducción de los nudos de la red externa (*nudos no-esenciales*).

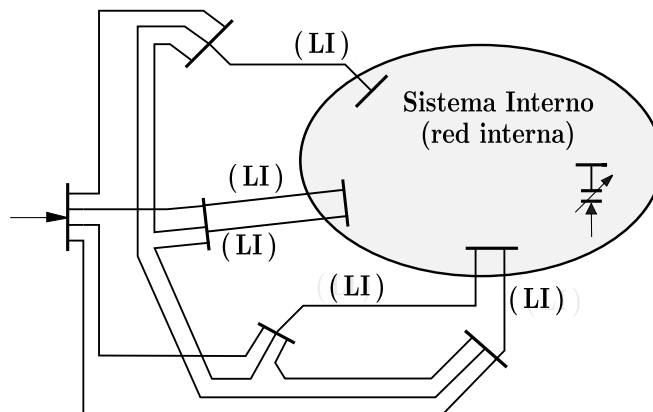


FIGURA 2.10 – Modelo REI equivalente de red externa.

El proceso de obtención del modelo REI de red equivalente externa lo conforman tres bloques fundamentales que son:

- Definición de los nudos que deben ser retenidos (*nudos esenciales*) y los que se pueden eliminar (*nudos no-esenciales*). Los nudos retenidos o esenciales constituyen el subsistema de *nudos frontera*.

- Análisis de las inyecciones (generación y/o demanda) en los nudos no-esenciales y posterior agregación de los nudos no-esenciales de generación entre si e igualmente de los nudos de carga entre si.
- Eliminación de todos los nudos no-esenciales que hayan resultado con inyección nula tras el proceso de agregación. Este bloque se basa un proceso de eliminación Gaussiana con el que son anulados todos aquellos nudos ficticios con inyecciones nulas y generados en el proceso de la agregación.

Una vez finalizado este breve resumen sobre los procedimientos de obtención de un *modelo equivalente de red externa* y para centrar la propuesta que se hace en esta tesis, comentar que de los dos bloques de procedimientos expuestos, es en el correspondiente al *modelo en detalle de red externa* (*detailed external network model* o *unreduced external network model*) donde quedaría incluida la propuesta presentada en esta tesis (Capítulo 4).

En concreto, la formulación que se presenta relativa al modelo de red externa está planteada para un modelo en continua y está basada en la matriz de sensibilidades entre los flujos de potencia activa en las ramas de un sistema eléctrico y las inyecciones nodales de potencia activa en el mismo. Dicha matriz se obtiene en el escenario de generación-demanda de cada período horario (estado pre-contingencia) que vaya a ser analizado y tiene la particularidad de mantenerse constante para cualquier estado (post-contingencia) generado a partir de dicho escenario de generación-demanda.

Centrados en los análisis de contingencias y de fiabilidad, anticipar que la utilización de la matriz de sensibilidades tiene dos importantes mejoras en el tratamiento de cada contingencia, la primera es que no es necesario llevar a cabo con antelación un análisis topológico ni el resto de cálculos previos al análisis del estado post-contingencia y la segunda que a partir de esa matriz se pueden formular las contingencias como inyecciones nodales ficticias de potencia activa.

### 2.7.2. Fiabilidad y subestaciones

Como conjunto, las subestaciones de interconexión y las subestaciones en general son elementos vitales en los sistemas eléctricos de potencia, ya que además de otras funciones que tienen encomendadas, en ellas se produce la transferencia de energía desde la generación-transporte (niveles HL-I y HL-II) hasta las redes de distribución (nivel HL-III).

El enfoque de los análisis de fiabilidad de las subestaciones es bastante diferente de los asociados a la generación y el transporte. El principio básico de estos últimos es la evaluación de la adecuación de la generación y el transporte en cuanto a dar cobertura a la demanda prevista; mientras que en el caso de los aplicados a las subestaciones, el enfoque fundamental es examinar la existencia de continuidad entre los *puntos de suministro* a la subestación y los *puntos de carga* en dicha subestación [9] [20] [28] [42] [62] [109].

La existencia de continuidad está asociada no solamente a los fallos de los equipos y elementos de una subestación, sino que también está relacionada con el estado de operación de los equipos de maniobra y protección (seccionadores e interruptores automáticos) y con la lógica de actuación asociada a cada estado de operación en una subestación.

En relación a cómo llevar a cabo la evaluación de la fiabilidad de las subestaciones, hay un amplio espectro de trabajos que comprenden variados enfoques y métodos. Entre ellos, están los que consideran a la subestación como una parte separada del sistema eléctrico de potencia. En este grupo, principalmente, los hay enfocados hacia la comparación de las prestaciones en fiabilidad de distintos tipos de configuraciones [29] y existen otros que tratan el equilibrio entre economía y fiabilidad a la hora de elegir una configuración para una subestación [96].

Otros trabajos, con el objetivo de reducir los tiempos de cálculo, parten de una configuración dada para una subestación y hacen una preselección de contingencias problemáticas para esa configuración.

En esa preselección, solamente se consideran los fallos de los equipos y demás elementos componentes de la subestación.

Valgan como ejemplos de lo anterior, por un lado, la referencia [51] en la que se aplica enumeración de estados y, por otro lado, la referencia [26] en la que se utilizan árboles de eventos; en ambos casos, se seleccionan aquellas contingencias de mayor repercusión en los índices de fiabilidad de la subestación. Esas contingencias son las que a posteriori se incluyen en el análisis de fiabilidad del sistema eléctrico de potencia al que pertenecen esas subestaciones.

Como punto final, indicar que en todos los trabajos relativos a la evaluación de la fiabilidad se pone de manifiesto que disponer de una base de datos fidedigna y relativa a valores de tasas de fallo y de reparación y demás estadísticos asociados a contingencias realmente ocurridas en las redes eléctricas, es una cuestión básica para un adecuado análisis de la fiabilidad [12] [14] [58] [86] [88] [106].

Expuesto este breve resumen acerca de la situación de los trabajos relativos a la evaluación de la fiabilidad de las subestaciones, cabe indicar que dentro de ese área de investigación, la propuesta de formulación que se hace en el Capítulo 5 de esta tesis, está ubicada en los trabajos que consideran a las subestaciones como un elemento más de un sistema eléctrico de potencia.

En el caso de esta tesis sería perteneciente a un sistema de subtransporte y distribución y, consecuentemente, no se determinan los índices de fiabilidad de la subestación como algo aislado de dicho sistema y con el objetivo de evaluar la idoneidad de su configuración, sino como un elemento constituyente de un sistema eléctrico de potencia.

Adelantar que en la formulación que se propone, una mejora introducida es el tratamiento de la fiabilidad de una subestación considerando no sólo la incidencia que tiene en esa subestación las contingencias ocurridas en la misma, sino también la repercusión que tiene en sus índices de fiabilidad los fallos de los equipos y componentes de las restantes subestaciones con las que conforman la red mallada de subtransporte a la que pertenecen.



## Capítulo 3

# Evaluación individualizada de la fiabilidad de configuraciones tipo de subestaciones

### 3.1. Introducción

En este capítulo se presenta un estudio enfocado al análisis individualizado de los distintos tipos de configuraciones que se emplean en los diseños de las subestaciones de una red eléctrica.

Es este un estudio preliminar a la propuesta que se hace en el Capítulo 5 relativa a la mejora en la aplicación de los modelos de las subestaciones usados en la formulación de los análisis de fiabilidad y, en concreto, su objetivo ha sido el de servir de base para un tratamiento adecuado del *modelo de nudo simple* y del *modelo en detalle* aplicados generalmente a las subestaciones.

Al hablar de subestaciones se está haciendo referencia al conjunto que forman las subestaciones reductoras (de alta tensión a media tensión) conectadas a la red de transporte y las líneas que parten de las mismas para realizar la distribución de energía eléctrica [1] [28] [93].

En consecuencia, el estudio que se presenta seguidamente se ha centrado en los fallos con origen en las subestaciones y su incidencia en la calidad de suministro en distribución. Al hacer referencia a la calidad de suministro, se debe tener presente que ésta es cuantificada principalmente por los índices de fiabilidad de la subestación, los cuales pueden ser tanto *índices globales* de la subestación como *índices individuales* por punto de suministro de la misma, ya que los fallos en una subestación pueden repercutir en áreas de ámbito local que abarcan a más de un cliente o a un único cliente, respectivamente [5] [27] [29] [43].

La ventaja principal de los índices globales de fiabilidad es la de ser capaces de proporcionar una visión de la calidad de suministro de un sistema eléctrico de potencia en su conjunto, pero en contra tienen que pueden esconder bolsas de clientes con niveles de calidad muy inferiores a la media exigida por la regulación de la calidad de suministro.

En el caso de hacer mención a los índices individuales de la subestación se está especificando que son índices calculados en los nudos de carga de las redes de distribución radiales que parten de la subestación; en este caso, son los índices individuales de calidad de los clientes (consumidores)

alimentados desde las citadas líneas de distribución que parten de las subestaciones.

Con los índices individuales de calidad se consigue que la calidad de suministro individual no se difumine en el sistema eléctrico, como ocurre con los índices de sistema (índices globales), sino que permite conocer la calidad de suministro que recibe cada cliente (usuario) en particular a nivel de media tensión.

Por otra parte, en Ingeniería Eléctrica es bien conocido que determinadas configuraciones de subestaciones presentan mayor grado de seguridad que otras; ahora bien, la sentencia anterior no es más que fijar su fiabilidad de forma puramente cualitativa [3] [12] [19].

Por ello, con el estudio incluido en este capítulo, básicamente lo que se ha llevado a cabo es la especificación de cuánto más fiable es una configuración que otra supuesta menos fiable y el cálculo de los índices de calidad que posea cada tipo de configuración de empleo usual en las subestaciones.

## 3.2. Índices de calidad de suministro para la distribución en media tensión

Los índices de calidad de suministro, en el caso español, los marca el RD 1955/2000 y son los denominados TIEPI y NIEPI. Con estos índices se pretende que en distribución se determine la calidad del suministro en dos aspectos fundamentales, como son el tiempo de interrupción y número de veces que se ve interrumpido el suministro, respectivamente.

En la definición de los índices TIEPI y NIEPI, el RD 1955/2000 emplea las abreviaturas AT, MT y BT que corresponden, respectivamente, a “Alta Tensión”, “Media Tensión” y “Baja Tensión”. A continuación se incluye las definiciones de dichos índices, en las que se han empleado igualmente dichas abreviaturas.

### ■ TIEPI.

Este índice está pensado para cuantificar el *tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en MT* ( $1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$ ). Está definido como un índice a posteriori (índice histórico) y se determina según se indica en la siguiente expresión:

$$\text{TIEPI} = \frac{\sum_{i=1}^K (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} \quad (3.1)$$

donde:

- ▷  $PI_i$  es la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT afectada por la interrupción “i” de duración  $H_i$ .
- ▷  $H_i$  es el tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia  $PI_i$  (en horas).
- ▷  $K$  es el número total de interrupciones durante el período considerado.
- ▷  $\sum PI$  es la suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT.

### ■ NIEPI.

Mediante este índice se exige la recopilación del *número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada en MT* ( $1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$ ). Al igual que el TIEPI es un índice a posteriori (índice histórico) y la expresión para su cuantificación es:



$$\text{NIEPI} = \frac{\sum_{i=1}^K PI_i}{\sum PI} \quad (3.2)$$

donde  $PI_i$ ,  $K$  y  $\sum PI$  son los mismos parámetros anteriormente definidos para el índice TIEPI.

### 3.2.1. Valores reglamentarios de los índices de calidad en distribución

Los valores reglamentarios son los valores máximos admisibles que pueden tomar los índices de calidad, en condiciones reales de suministro a un determinado consumidor, red, zona o región geográfica. Esos valores máximos fueron inicialmente marcados por el RD 1955/2000, siendo posteriormente modificados mediante el RD 1634/2006 de 29 de diciembre de 2006.

Los aspectos importantes y novedosos en su momento del RD 1955/2000 son:

- La inclusión de la exigencia relativa a que en relación con cada uno de sus consumidores, el distribuidor estará obligado a que el tiempo y número de interrupciones imprevistas mayores de tres minutos de cada año natural, dependiendo de cada zona donde esté situado el suministro, no supere unos valores máximos de *calidad individual* pre-establecidos en función del tipo de zona a la que pertenezca el consumidor (zona urbana, semi-urbana, rural concentrada y rural dispersa).

Los consumidores conectados a redes de tensión superior a 36 kV se asimilan en el citado RD a los umbrales definidos en zonas urbanas, sea cual sea su ubicación.

- El cumplimiento por parte de cada distribuidor de mantener los niveles de *calidad zonal* en valores inferiores a los asignados a aquellas zonas donde desarrolle su actividad. Para los núcleos de ámbito provincial define el percentil 80 del TIEPI como el valor del TIEPI que no es superado por el 80% de los núcleos del ámbito provincial, exigiéndose que ningún municipio debe superar ese percentil durante más de dos años consecutivos.

## 3.3. Magnitudes estadísticas del análisis de fiabilidad

Mediante el modelo probabilista de simulación de Monte Carlo, los parámetros estadísticos que se obtienen son las medias muestrales de las variables estadísticas a estimar, así como los intervalos de confianza asociados a dichas medias para un intervalo (nivel) de confianza prefijado [84].

Aplicar tal cual el algoritmo descrito en el capítulo anterior (Capítulo 2) para el análisis de la fiabilidad con el método de Monte Carlo, presenta un problema desde el punto de vista computacional y consiste en que el volumen generado de información es elevado y de tediosa manipulación.

Por ello, los valores estimados para los índices de fiabilidad (variables de salida) han sido calculados con las ecuaciones descritas seguidamente, las cuales llevan a cabo el cálculo de los índices de fiabilidad y sus magnitudes estadísticas, iteración tras iteración (Figura 2.7, Capítulo 2), sin necesidad de almacenar la información asociada a todas las muestras (estados) anteriores a la que se esté tratando.

A continuación se exponen las ecuaciones para el cálculo de las magnitudes estadísticas que se han utilizado para estimar los índices de fiabilidad de cada una de las configuraciones de subestación analizadas.

### \* Media muestral

Es la magnitud estadística de interés del modelo de simulación innato al método de Monte Carlo y, tal y como se ha expuesto en la presentación de este apartado, su cálculo se ha planteado de forma recursiva para evitar tener almacenadas todas las muestras de la simulación. La expresión (3.3) incluida a continuación permite actualizar muestra a muestra la estimación de la media de una variable  $x$ .

$$M_n = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i = \frac{1}{n} \cdot [M_{n-1} \cdot (n-1) + x_n] \quad (3.3)$$

donde:

- ▷  $M_n$  es el valor estimado (media muestral) hasta la muestra  $n$  inclusive.
- ▷  $M_{n-1}$  es el valor estimado (media muestral) hasta la muestra  $(n-1)$  inclusive.
- ▷  $n$  es el número total de muestras consideradas (tamaño del espacio muestral).
- ▷  $x_i$  es el valor de la muestra  $i$ .
- ▷  $x_n$  es el valor de la muestra  $n$ .

### \* Varianza muestral

Al igual que para la media muestral, su cálculo se realiza de forma recursiva; por tanto, la expresión (3.4) permite actualizar muestra a muestra el valor de la varianza muestral relativa a la estimación de una variable  $x$ .

$$V_n = \frac{n-2}{n-1} \cdot V_{n-1} + \frac{1}{n} \cdot [M_{n-1} - x_n]^2 \quad (3.4)$$

con condiciones iniciales:

$$V_1 = 0 \quad \text{y} \quad V_2 = \sum_{i=1}^2 (x_i - M_2)^2$$

donde:

- ▷  $V_n$  es el valor de la varianza muestral hasta la muestra  $n$  inclusive.
- ▷  $V_{n-1}$  es el valor de la varianza muestral hasta la muestra  $(n-1)$  inclusive.
- ▷  $M_{n-1}$  es el valor estimado (media muestral) hasta la muestra  $(n-1)$  inclusive.
- ▷  $M_2$  es el valor estimado (media muestral) hasta la muestra 2 inclusive.
- ▷  $n$  es el número total de muestras consideradas (tamaño del espacio muestral).
- ▷  $x_i$  es el valor de la muestra  $i$ .
- ▷  $x_n$  es el valor de la muestra  $n$ .

### \* Intervalo de confianza

Este estadístico está asociado a los valores medios estimados e indica el grado de precisión y la variabilidad de las estimación. En la determinación del intervalo de confianza se asume que el número de muestras es lo suficientemente elevado para que la probabilidad de la media muestral

normalizada se aproxime a una distribución gaussiana. La expresión para el cálculo del intervalo de confianza es:

$$\left[ M_n - z \cdot \sqrt{\frac{V_n}{n}}, M_n + z \cdot \sqrt{\frac{V_n}{n}} \right] \quad (3.5)$$

donde  $z$  es una constante tabulada que depende del *tamaño muestral* y del *nivel de significación*.

El nivel de significación fija la probabilidad de que un intervalo de confianza no contenga el valor real de la media muestral. En las evaluaciones realizadas, este se ha fijado al 1%; es decir, existe un 99% de probabilidad de que el intervalo de confianza contenga el verdadero valor.

La literatura estadística tiene tabulado los valores de  $z$  en función del tamaño de la muestra y del nivel de significación; así, para un tamaño de muestra infinito y un nivel de significación del 1%, el valor de dicha variable es 2,576 [84].

### 3.4. Configuraciones tipo de subestaciones. Índices de fiabilidad

Para dar validez al estudio seguidamente presentado, se ha tenido en consideración que un criterio común a las empresas eléctricas es que las subestaciones estén alimentadas al menos por dos líneas eléctricas AT y que dispongan también al menos de dos transformadores en paralelo.

Ese criterio surge del hecho de ser las líneas eléctricas los elementos donde se produce el mayor número de averías, por lo que se opta por la doble alimentación a cada subestación para que en caso de avería de una línea, la subestación no se quede sin suministro ya que estaría alimentada por la otra línea; igual motivación tiene también la duplicidad de transformadores, aunque la tasa de fallos de éstos es menor que la tasa de fallos de las líneas.

Lo antes expuesto ha motivado que, en el estudio comparativo que se presenta en este capítulo, se haya establecido que todas las topologías cumplan las condiciones siguientes:

- La subestación está alimentada por dos líneas AT de 40 km de longitud cada una y procedentes de subestaciones distintas. Esas dos subestaciones se suponen con probabilidad de fallo igual a cero y la longitud asignada a las líneas está motivada por ser ésta una longitud común en las líneas de ese nivel de tensión.
- En la subestación hay dos transformadores de potencia de 20 MW cada uno y conectados en paralelo.
- La subestación dispone de cuatro líneas de distribución en MT de 10 km de longitud cada una y todas tienen igual índice de prioridad ante el desastre. La longitud supuesta para estas líneas es reflejo de las longitudes usuales en las líneas de ese nivel de tensión.
- Los índices de calidad se determinan para la subestación en las salidas del secundario de los transformadores y para las líneas de distribución MT en los nudos de carga.

Para que los resultados del estudio sean comparables entre sí, las indisponibilidades  $U$  o probabilidades de estar indisponible ( Apéndice A ), se han establecido por igual para todas las configuraciones analizadas. Dichas probabilidades son las siguientes:

- \* Línea AT de 40 km de longitud:  $U = 676,00 \cdot 10^{-6}$  (pu)
- \* Transformador de medida (AT):  $U = 0,80 \cdot 10^{-6}$  (pu)
- \* Interruptor (AT):  $U = 5,90 \cdot 10^{-6}$  (pu)
- \* Pararrayos (AT):  $U = 10,00 \cdot 10^{-6}$  (pu)

- \* Seccionador (AT):  $U = 1,37 \cdot 10^{-6}$  (pu)
- \* Transformador de potencia (AT/MT):  $U = 17,80 \cdot 10^{-6}$  (pu)
- \* Transformador de medida (MT):  $U = 0,90 \cdot 10^{-6}$  (pu)
- \* Interruptor (MT):  $U = 0,65 \cdot 10^{-6}$  (pu)
- \* Línea MT de 10 km de longitud:  $U = 169,20 \cdot 10^{-6}$  (pu)

### 3.4.1. Esquemas tipo analizados

Las configuraciones que se han analizado para la obtención de los índices de fiabilidad de cada una de ellas, son las siguientes:

- ✓ Simple barra con seccionadores.
- ✓ Simple barra con seccionadores telemandados.
- ✓ Simple barra con interruptores.
- ✓ Doble barra.
- ✓ Anillo.
- ✓ Interruptor y medio.

El esquema unifilar de cada una de estas subestaciones se ha recogido, respectivamente, en las figuras 3.1 a 3.6. En dichos esquemas se ha incluido también la codificación empleada para la identificación de cada equipo y elemento, a la hora de la generación del número aleatorio para la determinación de su estado de disponibilidad (en operación) o de indisponibilidad (en fallo).

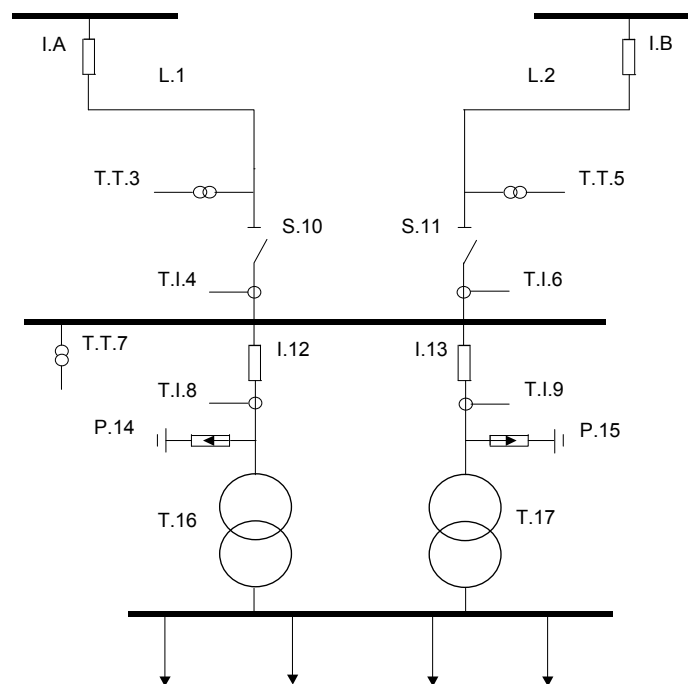


FIGURA 3.1 – Configuración simple barra con seccionadores.

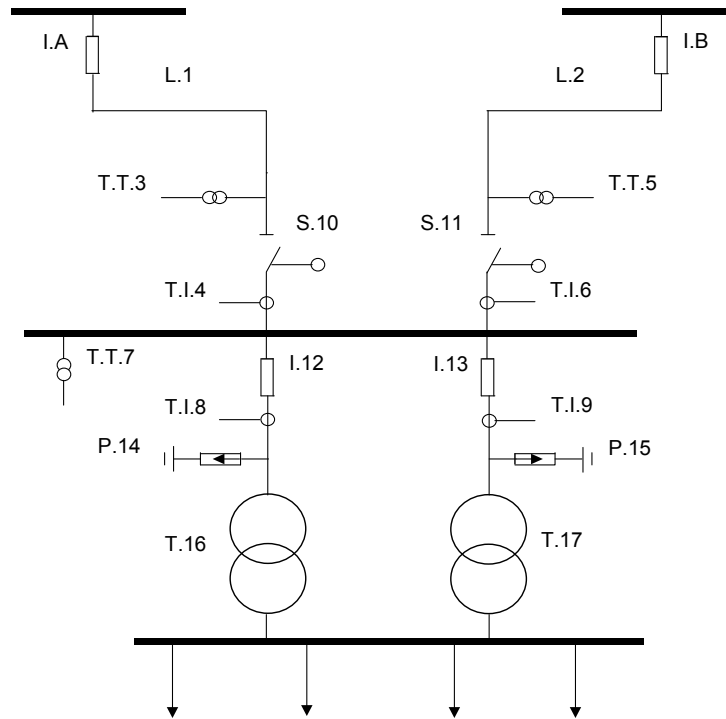


FIGURA 3.2 – Configuración simple barra y seccionadores telemandados.

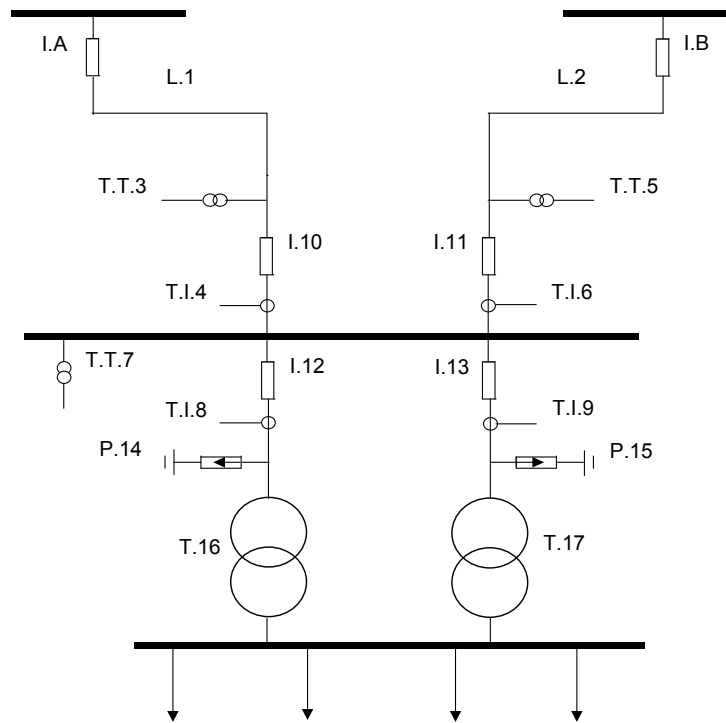


FIGURA 3.3 – Configuración simple barra con interruptores.

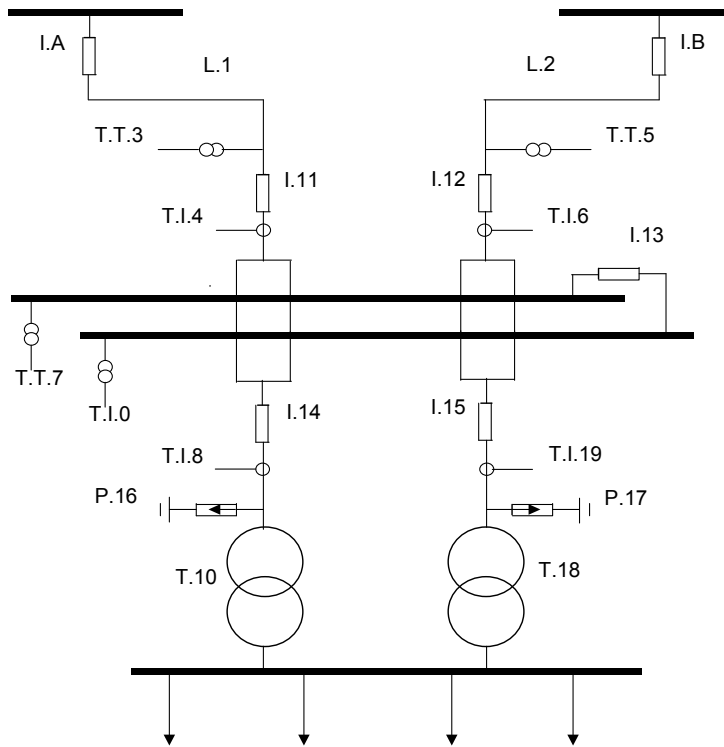


FIGURA 3.4 – Configuración doble barra.

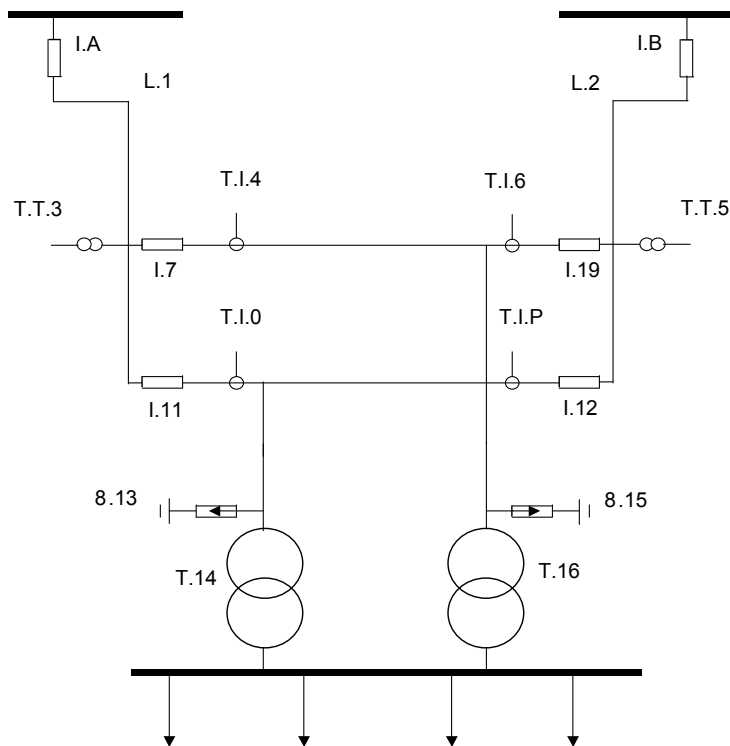


FIGURA 3.5 – Configuración anillo.

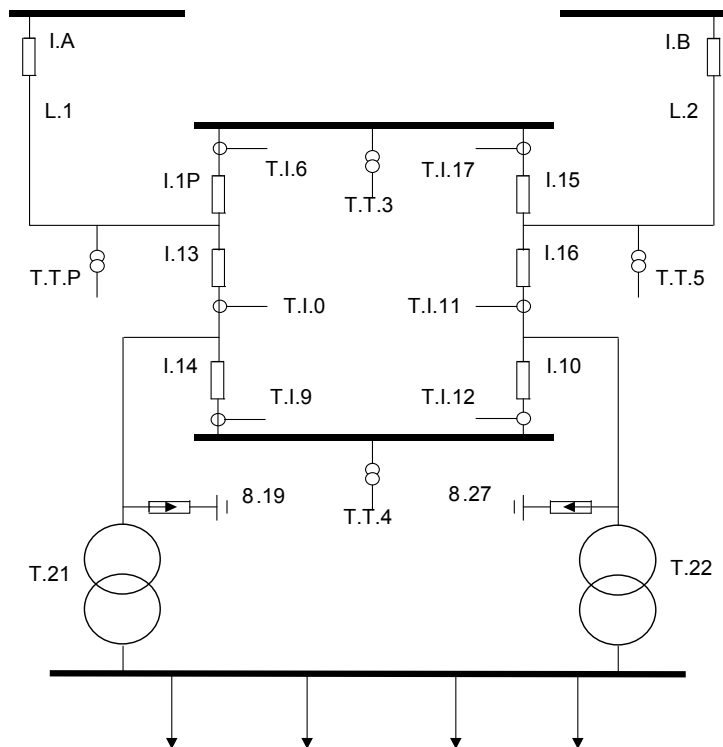


FIGURA 3.6 – Configuración interruptor y medio.

### 3.4.2. Valores estimados de los índices de fiabilidad

El cálculo de los valores estimados de los índices de fiabilidad de cada una de las configuraciones tipo de subestación, se ha llevado a cabo siguiendo el criterio de aplicar el mismo planteamiento en cuanto a las condiciones de operación y el estado inicial de los equipos y componentes de cada subestación, de esa forma los resultados obtenidos en las simulaciones para los distintos tipos de subestaciones son comparables entre sí.

Para dar una visión más amplia del análisis individualizado de la fiabilidad de cada una de las distintas configuraciones analizadas, además de los índices TIEPI y NIEPI que son los reglamentarios en el caso español, también se han calculado los índices LOLP (Probabilidad de Pérdida de Carga - PPC), EPNS (Potencia Esperada No Suministrada - PENS), LOLF (Frecuencia de la Pérdida de Carga - FPC), LOLE (Expectativa de la Pérdida de Carga - EPC) y LOLD (Duración de la Pérdida de Carga - DPC).

El procedimiento usado en el cálculo del índice TIEPI, se basa en la determinación para cada elemento en situación de fallo, de qué cargas quedan fuera de servicio ( $P_f$ ) en la subestación y durante cuánto tiempo ( $T$ ).

En base a lo anterior y conocida la potencia total instalada ( $PI$ ) que debe ser atendida desde la subestación, el índice TIEPI se determina como sigue:

$$TIEPI = \frac{P_f \cdot T}{PI} \quad (\text{horas/año}) \quad (3.6)$$

Por su parte el índice NIEPI, se obtiene a partir de los índices TIEPI y LOLD como se indica seguidamente:

$$NIEPI = \frac{TIEPI}{LOLD} \quad (\text{interrupciones/año}) \quad (3.7)$$

Recordar en este punto, por una parte, que estos son unos índices de fiabilidad denominados *previstos o esperados* (índices a priori) ya que son índices que se determinan mediante un proceso de simulación basado en el método de Monte Carlo y, por otra parte, que el índice LOLD se obtiene a partir de los índices básicos LOLP y LOLF (Sección 2.4.1, Capítulo 2).

$$\text{LOLD} = \frac{\text{LOLP}}{\text{LOLF}} \quad (\text{horas/fallo}) \quad (3.8)$$

Los índices de fiabilidad calculados se presentan tabulados en la Tabla 3.1, Tabla 3.2, Tabla 3.3, Tabla 3.4, Tabla 3.5 y Tabla 3.6, respectivamente, para cada una de las configuraciones tipo ya comentadas en el apartado anterior.

La relación antes expuesta corresponde al análisis de los esquemas (configuraciones) de las subestaciones, cuando se considera únicamente la repercusión que los fallos de sus elementos y equipos tienen en la fiabilidad de la propia subestación (índices globales) y en las redes de distribución que parten de dicha subestación (índices individuales).

Los índices de fiabilidad que se presentan en las tablas 3.1 a 3.6 corresponden a los valores estimados en los nudos de demanda de MT de cada subestación. Por tanto, estos son unos índices de fiabilidad zonales (índices globales de fiabilidad) que dan una visión conjunta de la fiabilidad de la subestación, que en definitiva es el parámetro deseado para la comparativa planteada en este capítulo de la Tesis.

Finalmente, indicar que aunque la información mostrada en las tablas 3.1 a 3.6 es fundamental a la hora de optar por un diseño u otro de una subestación, ya que cuantifica cuánto más fiable es un diseño que otro, tampoco debe dejarse de lado que en un sistema eléctrico de potencia una subestación no funciona en modo aislado (en isla), sino que también se encuentra sometida a los efectos que en ella tienen los fallos con origen en las restantes subestaciones y elementos del sistema eléctrico.

Esa repercusión de los fallos da lugar a lo que en el Capítulo 5, relativo a la mejora en el tratamiento de los modelos de las subestaciones usados en la formulación de los análisis de fiabilidad, se denomina *correlación entre los índices de fiabilidad*.

Dado que el cálculo de dichos índices parte de la existencia de una interrupción de suministro (deslastre de carga), es por lo que también se han utilizado los términos *deslastres cruzado* y *deslastres correlacionados* en el capítulo antes mencionado.

TABLA 3.1 – Simple barra con seccionadores.

Índices básicos	LOLP	EPNS		LOLF	
Media Muestral (pu)	$7,42 \cdot 10^{-4}$	$2,82 \cdot 10^{-2}$		$2,45 \cdot 10^{-4}$	
Varianza Muestral (pu)	$7,41 \cdot 10^{-4}$	$1,09 \cdot 10^{-0}$		$8,79 \cdot 10^{-5}$	
Error (pu)	$2,49 \cdot 10^{-1}$	$2,53 \cdot 10^{-1}$		$2,60 \cdot 10^{-1}$	
Intervalo confianza < (pu)	$6,49 \cdot 10^{-4}$	$2,46 \cdot 10^{-2}$		$2,13 \cdot 10^{-4}$	
Intervalo confianza > (pu)	$8,34 \cdot 10^{-4}$	$3,17 \cdot 10^{-2}$		$2,77 \cdot 10^{-4}$	
Índices derivados	LOLE	EENS	LOLD	TIEPI	TIEPI
Valores medios	6,49 (h)	246,62 (MWh)	3,03 (h/fallo)	6,17 (h/año)	2,04 (int/año)

n° de iteraciones = 573 348



TABLA 3.2 – Simple barra con seccionadores telemandados.

Índices básicos	LOLP	EPNS		LOLF	
Media Muestral (pu)	$1,35 \cdot 10^{-4}$	$4,02 \cdot 10^{-2}$		$2,26 \cdot 10^{-4}$	
Varianza Muestral (pu)	$1,35 \cdot 10^{-4}$	$1,33 \cdot 10^{-0}$		$8,01 \cdot 10^{-4}$	
Error (pu)	$2,49 \cdot 10^{-1}$	$2,64 \cdot 10^{-1}$		$3,63 \cdot 10^{-1}$	
Intervalo confianza < (pu)	$1,18 \cdot 10^{-4}$	$3,49 \cdot 10^{-2}$		$1,85 \cdot 10^{-4}$	
Intervalo confianza > (pu)	$1,52 \cdot 10^{-4}$	$4,55 \cdot 10^{-2}$		$2,67 \cdot 10^{-4}$	
Índices derivados	LOLE	EENS	LOLD	TIEPI	TIEPI
Valores medios	1,18 (h)	35,25 (MWh)	0,60 (h/fallo)	0,88 (h/año)	1,47 (int/año)

n° de iteraciones = 3 142 633

TABLA 3.3 – Simple barra con interruptores.

Índices básicos	LOLP	EPNS		LOLF	
Media Muestral (pu)	$7,04 \cdot 10^{-5}$	$1,51 \cdot 10^{-3}$		$5,61 \cdot 10^{-6}$	
Varianza Muestral (pu)	$7,04 \cdot 10^{-5}$	$3,19 \cdot 10^{-2}$		$8,06 \cdot 10^{-7}$	
Error (pu)	$2,49 \cdot 10^{-1}$	$2,48 \cdot 10^{-1}$		$3,36 \cdot 10^{-1}$	
Intervalo confianza < (pu)	$6,16 \cdot 10^{-5}$	$1,32 \cdot 10^{-3}$		$4,67 \cdot 10^{-6}$	
Intervalo confianza > (pu)	$7,92 \cdot 10^{-5}$	$1,69 \cdot 10^{-3}$		$6,55 \cdot 10^{-6}$	
Índices derivados	LOLE	EENS	LOLD	TIEPI	TIEPI
Valores medios	0,62 (h)	13,19 (MWh)	12,56 (h/fallo)	0,33 (h/año)	0,026 (int/año)

n° de iteraciones = 6 031 505

TABLA 3.4 – Doble barra.

Índices básicos	LOLP	EPNS		LOLF	
Media Muestral (pu)	$7,19 \cdot 10^{-5}$	$1,45 \cdot 10^{-3}$		$5,24 \cdot 10^{-6}$	
Varianza Muestral (pu)	$7,19 \cdot 10^{-5}$	$2,87 \cdot 10^{-2}$		$7,39 \cdot 10^{-7}$	
Error (pu)	$2,49 \cdot 10^{-1}$	$2,46 \cdot 10^{-1}$		$3,48 \cdot 10^{-1}$	
Intervalo confianza < (pu)	$6,29 \cdot 10^{-5}$	$1,28 \cdot 10^{-3}$		$4,32 \cdot 10^{-6}$	
Intervalo confianza > (pu)	$8,10 \cdot 10^{-5}$	$1,64 \cdot 10^{-3}$		$6,15 \cdot 10^{-6}$	
Índices derivados	LOLE	EENS	LOLD	TIEPI	TIEPI
Valores medios	0,63 (h)	12,77 (MWh)	13,74 (h/fallo)	0,32 (h/año)	0,023 (int/año)

n° de iteraciones = 5 907 158

TABLA 3.5 – Anillo.

Índices básicos	LOLP	EPNS	LOLF		
Media Muestral (pu)	$5,95 \cdot 10^{-5}$	$1,18 \cdot 10^{-3}$	$4,38 \cdot 10^{-6}$		
Varianza Muestral (pu)	$5,95 \cdot 10^{-5}$	$2,38 \cdot 10^{-2}$	$6,81 \cdot 10^{-7}$		
Error (pu)	$2,49 \cdot 10^{-1}$	$2,52 \cdot 10^{-1}$	$3,62 \cdot 10^{-1}$		
Intervalo confianza < (pu)	$5,20 \cdot 10^{-5}$	$1,03 \cdot 10^{-3}$	$3,58 \cdot 10^{-6}$		
Intervalo confianza > (pu)	$6,69 \cdot 10^{-5}$	$1,33 \cdot 10^{-3}$	$5,17 \cdot 10^{-6}$		
Índices derivados	LOLE	EENS	LOLD	TIEPI	TIEPI
Valores medios	0,52 (h)	10,35 (MWh)	13,58 (h/fallo)	0,26 (h/año)	0,019 (int/año)

n° de iteraciones = 7 142 129

TABLA 3.6 – Interruptor y medio.

Índices básicos	LOLP	EPNS	LOLF		
Media Muestral (pu)	$5,85 \cdot 10^{-5}$	$1,18 \cdot 10^{-3}$	$3,77 \cdot 10^{-6}$		
Varianza Muestral (pu)	$5,85 \cdot 10^{-5}$	$2,32 \cdot 10^{-2}$	$5,85 \cdot 10^{-7}$		
Error (pu)	$2,49 \cdot 10^{-1}$	$2,48 \cdot 10^{-1}$	$3,88 \cdot 10^{-1}$		
Intervalo confianza < (pu)	$5,12 \cdot 10^{-5}$	$1,03 \cdot 10^{-3}$	$3,04 \cdot 10^{-6}$		
Intervalo confianza > (pu)	$6,58 \cdot 10^{-5}$	$1,32 \cdot 10^{-3}$	$4,49 \cdot 10^{-6}$		
Índices derivados	LOLE	EENS	LOLD	TIEPI	TIEPI
Valores medios	0,51 (h)	10,29 (MWh)	15,53 (h/fallo)	0,26 (h/año)	0,017 (int/año)

n° de iteraciones = 7 265 021

### 3.4.3. Estudio comparativo de los resultados

El primer dato significativo es el de las probabilidades de fallo que dan lugar a pérdida de suministro en cada una de las subestaciones. Estas probabilidades son proporcionadas por el índice de fiabilidad LOLP y los valores obtenidos para el mismo en las simulaciones se han dispuesto en la Tabla 3.7.

Del análisis de los valores de las probabilidades de fallo (LOLP) de la Tabla 3.7, se deduce que las distintas denominaciones de las topologías de subestación se encuentran ordenadas de mayor a menor probabilidad de fallo. Es decir, tal cual se dispusieron de forma cualitativa en base a lo que dicta la experiencia sobre cada una de las configuraciones analizadas.

Reseñar que la tercera columna de la Tabla 3.7 incluye la relación de los índices de fiabilidad LOLP de cada configuración, respecto al índice LOLP de la configuración *interruptor y medio*, que es la que se ha tomado como referencia por ser aquella configuración de las analizadas, que posee una menor probabilidad de pérdida de carga.

Así, a modo de ejemplo, se puede decir que la probabilidad de que exista un corte de suministro en la configuración *simple barra con seccionadores* es 12,77 veces mayor que en la configuración *interruptor y medio*, que es la configuración de referencia.

Otros hechos a reseñar son que la subestación con configuración en *anillo* posee prácticamente la misma probabilidad de fallo que la subestación *interruptor y medio* y que para la configuración *simple barra con interruptores* se da una situación similar respecto a la configuración *doble barra* ya que ambas poseen índices LOLP casi iguales.

Como ejemplo de interpretación del índice LOLP expresado en “pu”, en el caso de la configuración “Simple barra con seccionadores” existe una probabilidad de  $7,41 \cdot 10^{-4}$  frente a uno, de que se produzca un fallo en dicha subestación que implique una interrupción del suministro.

TABLA 3.7 – Comparativa en base al índice LOLP.

Tipo de Configuración	Índice LOLP (pu)	Menor que configuración interruptor y medio
Simple barra con seccionadores	$7,41 \cdot 10^{-4}$	12,77
Simple barra con seccionadores telemandados	$1,35 \cdot 10^{-4}$	2,33
Simple barra con interruptores	$0,71 \cdot 10^{-4}$	1,22
Doble barra	$0,72 \cdot 10^{-4}$	1,24
Anillo	$0,60 \cdot 10^{-4}$	1,04
Interruptor y medio	$0,58 \cdot 10^{-4}$	1,00

A título anecdótico, tomando como hipótesis de partida los datos de la la Tabla 3.7 y suponiendo la existencia de 100 000 subestaciones de cada tipo de configuración, se deduce que en *situación de fallo con pérdida de suministro* se encontrarían:

- ✓ 74 subestaciones, en el caso de simple barra con seccionadores.
- ✓ 14 subestaciones, en el caso de simple barra con seccionadores telemandados.
- ✓ 7 subestaciones, en el caso de simple barra con interruptores.
- ✓ 7 subestaciones, en el caso de doble barra.
- ✓ 6 subestaciones, en el caso de anillo.
- ✓ 6 subestaciones, en el caso de interruptor y medio.

Ahora bien, idénticas relaciones que las antes comentadas para el índice LOLP (tercera columna, Tabla 3.7) se obtienen para el índice LOLE; téngase presente que el índice LOLE es igual al índice LOLP multiplicado por el tiempo de estudio en horas, que en el caso de la presente comparativa es de 8760 horas (horizonte temporal de un año).

Los valores de los índices TIEPI y NIEPI obtenidos para las seis configuraciones de subestaciones, se han recopilado en la Tabla 3.8.

TABLA 3.8 – Índices TIEPI y NIEPI de cada configuración.

Tipo de Configuración	Índice TIEPI (horas/año)	Índice NIEPI (interrupciones/año)
Simple barra con seccionadores	6,16	2,038
Simple barra con seccionadores telemandados	0,88	1,473
Simple barra con interruptores	0,33	0,026
Doble barra	0,32	0,023
Anillo	0,26	0,019
Interruptor y medio	0,26	0,016

Respecto a los valores de los índices TIEPI y NIEPI de la Tabla 3.8, comentar que si se toman como referencia los índices de fiabilidad recogidos en el RD 1955/2000 y las modificaciones establecidas por el RD 1634/2006, se deduce que:

- La subestación “simple barra con seccionadores” tiene restringido su campo de aplicación al de la distribución en “zonas rurales”, ya que los valores de sus índices TIEPI y NIEPI son superiores a los fijados como referencia para las distribuciones en “zona urbana” y “zona semiurbana”.
- Las subestaciones “simple barra con seccionadores telemandados”, “simple barra con interruptores”, “doble barra”, “anillo” e “interruptor y medio” cubren holgadamente las exigencias de los índices fijados como referencia, por lo que no tienen limitación en cuanto a su uso tanto en distribuciones zonales, como en distribuciones individuales.

## Capítulo 4

# Mejoras en la formulación del problema de optimización

### 4.1. Introducción

Con anterioridad ya fue comentado que el especial énfasis puesto por el cambio legislativo en la descentralización y desregulación del acceso a la energía eléctrica mediante la separación de actividades, ha dado lugar no sólo a la ruptura de la ya nombrada estructura vertical de explotación, sino también a una modificación considerable de las reglas de la gestión y operación del sector eléctrico.

Modificación que entre otras consecuencias se ha traducido en una mayor complejidad en la operación de las redes de transporte y distribución y en que las empresas distribuidoras no dispongan de una información al completo y detallada de la totalidad de la red eléctrica (generación, transporte, sub-transporte y distribución), tal y como sí poseían antes del citado cambio. A su vez, esa falta de información se ha traducido en la no disposición por parte de las distribuidoras de un conocimiento rápido y completo en relación a las prestaciones no sólo de su red de distribución (*área de interés o sistema interno*), sino también del resto del sistema eléctrico (*sistema externo*).

Ligado con lo anterior, respecto al conocimiento que cada empresa distribuidora tenga de la red externa a ella misma (*sistema externo*), se encuentra además la exigencia del cumplimiento de unos índices mínimos de la calidad del suministro en su propia red de distribución (*sistema interno*) y, en consecuencia, en cómo se ve afectada esa calidad por dicha red externa.

A la vista de lo expuesto es evidente que a partir del cambio legislativo surge en las empresas distribuidoras la necesidad de disponer de una metodología que les facilite la confección de una red equivalente externa del área o zona que desee evaluar [17] [18] [32] [33] [46] [53] [54] [69] [78] [107] y que, por otra parte, les permita una evaluación de la seguridad y de la fiabilidad con más versatilidad y prestaciones que las metodologías actualmente utilizadas [34] [40] [43] [57] [59] [71] [72] [74] [85].

### 4.2. Análisis de contingencias y flujo de cargas en continua

Debido a su robustez y velocidad de cálculo, el flujo de cargas en continua (DCLF - Direct Current Load Flow) es un método lineal utilizado en los análisis de sistemas eléctricos de potencia en un

amplio campo de actividades [6] [22] [27] [34] [38] [48] [61] [66] [69] [74] [90] [97] [102]. Este método lineal es aplicable en todas aquellas redes con líneas eléctricas en las que la resistencia serie “ $r$ ” sea despreciable frente a la reactancia serie “ $x$ ” ( $r \ll x$ ) [42] [110].

Sirva ISO–NE (Independent System Operator New England) como ejemplo de empresa eléctrica que emplea el modelo en continua (modelo lineal) para los análisis de su red eléctrica. Así, en sus estudios de simulación de mercados es una herramienta básica para el cálculo de precios marginales locales (LMPs - Locational Marginal Prices) [44] [50] [61] [64] [83].

En esa línea del empleo de métodos lineales, ISO–NE también aplica el análisis en continua a los estudios de planificación y operación de la red y en el caso particular de la determinación de la capacidad de transporte disponible (ATC - Available Transfer Capability), la soporta en los factores de distribución de transferencia de potencia (PTDFs - Power Transfer Distribution Factors) [6] [45] [60] [73] [81] [82] [97] [98] [112]. Entre los méritos de estos factores de distribución lineales está la rápida y simple determinación del flujo de cargas, en relación al convencional flujo de cargas desacoplado rápido (FDLF - Fast Decoupled Load Flow) [45] [48] [60] [66] [81] [90] [97] [101].

En el caso de los análisis de contingencias, el flujo de cargas en continua (DCLF) sigue manteniéndose como la primera herramienta en la mayoría de los análisis de seguridad de sistemas eléctricos de potencia y es usado como una aproximación muy precisa de la solución del flujo de cargas en el estado post-contingencia y el posterior análisis de sobrecargas de las ramas del sistema eléctrico de potencia [4] [25] [34] [42] [48] [70] [59] [66] [90] [97] [101] [102].

Respecto a la formulación presentada seguidamente, su enfoque es hacia las redes malladas de distribución, por lo que en este punto es importante poner de manifiesto que el uso del flujo de cargas en continua también es aceptable en distribución en los niveles de tensión de reparto (sub-transporte), siempre y cuando las redes a las que se les aplique cumplan el requisito antes expuesto [42] [110].

Dentro del campo de explotar aún más las prestaciones de los métodos lineales, en este capítulo se presenta una nueva formulación del flujo de cargas óptimo correctivo en continua; esa formulación en lo sucesivo se denomina DCOPF - FNI. Esta denominación proviene de la asociación de las abreviaturas DCOPF (Direct Current Optimal Power Flow - Flujo de Cargas Óptimo en Continua) y FNI (Fictitious Nodal Injections - Inyecciones Nodales Ficticias).

La formulación propuesta está basada, por una parte, en la matriz de sensibilidades entre los flujos de potencia en las ramas de un sistema eléctrico y las inyecciones nodales de potencia en el mismo y, por otra parte, en el modelado de las contingencias como inyecciones nodales ficticias de potencia. Al hablar tanto de flujos de potencias en ramas como de inyecciones nodales de potencia, se está haciendo referencia implícitamente a potencia activa, ya que se parte de un modelo en continua para la formulación del problema.

La nueva formulación que se propone, se ha desarrollado para su aplicación en los análisis de contingencias (sobrecargas) y de fiabilidad (continuidad de suministro) tanto de la totalidad de un sistema eléctrico de potencia, como de un área concreta del mismo. Para este último caso, también se propone una metodología para la obtención de un sistema equivalente externo que facilite los citados análisis de ese área concreta que se desea evaluar.

Centrados en el modelado de las contingencias como inyecciones nodales ficticias de potencia activa, comentar que dichas inyecciones de potencia, se obtienen a partir de la matriz de sensibilidades entre las inyecciones de potencia nodales y los flujos de potencia en las ramas de un sistema eléctrico de potencia. Calidad importante de esa matriz de sensibilidades es la de ser una matriz constante para cada escenario de carga de cada periodo horario que sea estudiado [6] [34] [42] [97] [101] [110].

Ese modelado implica que cuando se simula una contingencia asociada al fallo de una rama, el estado posterior a la contingencia es evaluado sin necesidad de tener en consideración la eliminación de la rama en fallo y, en consecuencia, en esa evaluación tampoco es necesario llevar a cabo con antelación un análisis topológico en el estado post-contingencia, ni los demás cálculos asociados a un análisis convencional de sobrecargas.

Aportación importante de la formulación que se propone para el problema de optimización correctivo, es que la contingencia (simple o múltiple) es incluida directamente en dicha formulación mediante su modelado como inyecciones nodales ficticias de potencia activa.

Con esa formulación, las inyecciones nodales ficticias de potencia activa adaptarán su valor en función de las acciones correctivas (redespacho de la generación y/o deslastre de carga), que el problema de optimización considere necesario llevar a cabo en el estado post-contingencia con el objetivo de retornar el sistema de potencia al estado normal.

#### 4.2.1. Matriz de sensibilidad e inyecciones nodales y flujos de potencia activa

Aplicando el modelo de flujo de cargas en continua (DCLF) al análisis de un sistema eléctrico de potencia, el flujo de potencia activa  $p_{ij}$  en la rama  $ij$  de ese sistema, se determina según sigue [42]:

$$p_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (4.1)$$

y la potencia inyectada  $p_i$  en el nudo  $i$  queda relacionada con los ángulos  $\theta_i$  y  $\theta_j$  de las tensiones nodales mediante:

$$p_i = \sum_j p_{ij} = \sum_j \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (4.2)$$

donde  $x_{ij}$  es la reactancia de la rama  $ij$ .

Eliminando los ángulos nodales en la ecuación (4.2), se obtiene una relación lineal entre los flujos de potencia activa  $P_f$  en las ramas del sistema eléctrico y las inyecciones de potencia activa  $P$  en dicho sistema [42]. Escrita en forma matricial, la expresión resultante es:

$$P_f = [X^{-1} A^T B^{-1}] P = S_f P \quad (4.3)$$

donde  $S_f$  es la matriz de sensibilidades entre los flujos de potencia activa en las ramas del sistema y las inyecciones de potencia activa en el mismo,  $X$  corresponde a una matriz diagonal de reactancias de ramas,  $B$  es una matriz definida igual que la matriz  $B'$  de la denominada "XB" versión del flujo de cargas desacoplado rápido (FDLF) y  $A$  denota la matriz de incidencias nudos-ramas, reducida por eliminación de la fila del nudo referencia (slack) [42] [90] [97] [98] [101] [102] [110].

Al estar trabajando con un modelo lineal es posible aplicar el principio de superposición, con lo cual, dados en el caso base los vectores  $P^0$  y  $P_f^0$  de inyecciones nodales de potencia activa y de flujos de potencia en las ramas del sistema eléctrico, respectivamente, si se produce un cambio  $\Delta P$  en la potencia inyectada en el sistema, los flujos de potencias  $P_f$  en las ramas del mismo se obtienen según se indica seguidamente:

$$P_f = S_f [P^0 + \Delta P] = P_f^0 + \Delta P_f \quad (4.4)$$

En el caso de análisis de contingencias, si este se plantea con un modelo en continua, se puede seguir el procedimiento convencional de utilizar los factores de distribución (PTDFs) aplicando el Teorema de Compensación. Estos factores proporcionan la cuantía de la variación (por unidad) de los flujos de potencia activa en el estado post-contingencia en las ramas del sistema analizado.

Con este procedimiento si se considera la contingencia en la rama  $ij$  de un sistema eléctrico de potencia y se supone que antes de la contingencia existía un flujo de potencia activa  $P_f^0$  (caso base) en las ramas de ese sistema, los cambios en los flujos de potencia en las citadas ramas, se pueden obtener como sigue:

$$P_f = P_f^0 + S'_f \Delta P_i \quad (4.5)$$

donde  $P_f$  es el vector de los flujos de potencia activa en las ramas del sistema de potencia en el estado posterior a la contingencia y  $\Delta P_i$  es un vector en el que sus elementos no nulos son  $p_{ij}^0$  en el nudo

$i$  y  $-p_{ij}^0$  en el nudo  $j$ . La matriz  $S'_f$  se obtiene a partir del modelo original del sistema eléctrico de potencia, en el que previamente se elimina la rama en contingencia.

$$S'_f = (X')^{-1} (A')^T (B')^{-1} \quad (4.6)$$

El cálculo de la matriz  $S'_f$  (4.6) permite, a su vez, obtener los correspondientes factores de distribución, que proporcionan la sensibilidad del flujo de potencia en las ramas del sistema, ante los cambios en las inyecciones nodales de potencia en dicho sistema.

A modo de ejemplo, si se considera el fallo de la rama  $ij$ , el factor de distribución  $\rho_{rs}^{ij}$  asociado a esa contingencia y correspondiente a la rama entre los nudos  $r$  y  $s$  es:

$$\rho_{rs}^{ij} = \frac{\Delta p_{rs}^{ij}}{p_{ij}^0} = S'_{rs,i} - S'_{rs,j} \quad (4.7)$$

donde  $S'_{rs,i}$  y  $S'_{rs,j}$  son elementos de la matriz  $S'_f$  (4.6) y expresan, respectivamente, la cuantía de la variación (por unidad) del flujo de potencia en la rama  $rs$  debida a los cambios en las inyecciones de potencia de los nudos  $i$  y  $j$ .

En la ecuación (4.7),  $p_{ij}^0$  es el flujo de potencia activa en la rama  $ij$  antes de la contingencia y  $\Delta p_{rs}^{ij}$  expresa la variación que el flujo de potencia de la rama  $rs$  sufre a consecuencia del fallo en la rama  $ij$ .

La ecuación (4.6) pone de manifiesto que esta metodología convencional basada en la matriz  $S'_f$  hace necesario un análisis topológico y el posterior cálculo de las matrices  $X'$ ,  $A'$  y  $B'$  en el estado post-contingencia [42] [90] [97] [98] [101] [102] [110].

Con el objetivo de evitar en cada estado post-contingencia el análisis topológico y los cálculos de las matrices antes citadas y como alternativa al uso del Teorema de Compensación y de los factores de distribución (PTDFs), en la metodología que se presenta seguidamente, se propone una nueva formulación del problema de optimización correctivo en continua que se basa en la matriz de sensibilidad  $S_f$ , ecuación (4.3), y que incluye las contingencias modeladas como inyecciones nodales ficticias de potencia activa.

Esas inyecciones ficticias se obtienen a partir de la citada matriz  $S_f$  de sensibilidades entre los flujos de potencia activa en las ramas de un sistema eléctrico de potencia y las inyecciones nodales de potencia activa en el mismo. La matriz  $S_f$  se obtiene en el estado pre-contingencia y, por tanto, se mantiene constante para cada estado de carga de cada período horario que vaya a ser analizado [6] [42] [69] [65] [101] [110].

La aportación importante que se hace con la formulación que se propone, es que al incluir dichas inyecciones ficticias en el problema de optimización, éstas ven modificado su valor en relación a los cambios propuestos (acciones correctivas) por el algoritmo de optimización. Esos cambios pueden estar motivados por pérdidas de unidades de generación, contingencias en ramas o por acciones correctivas como deslastre de carga y/o redespacho de la generación en el estado post-contingencia [23] [24] [34] [42] [48].

La Figura 4.1 muestra un diagrama comparativo que incluye la metodología propuesta en este capítulo, soportada en la matriz  $S_f$ , frente al procedimiento convencional (Teorema de Compensación y PTDFs) que precisa de la obtención de la matriz  $S'_f$  en cada estado post-contingencia.

El procedimiento basado en la matriz  $S'_f$  se denomina DC OPF-PTDFs en la Figura 4.1 y corresponde a la rama con líneas de trazos. El procedimiento propuesto en este capítulo es el denominado DC OPF-FNI y está representado con línea de trazo continuo en dicha figura.



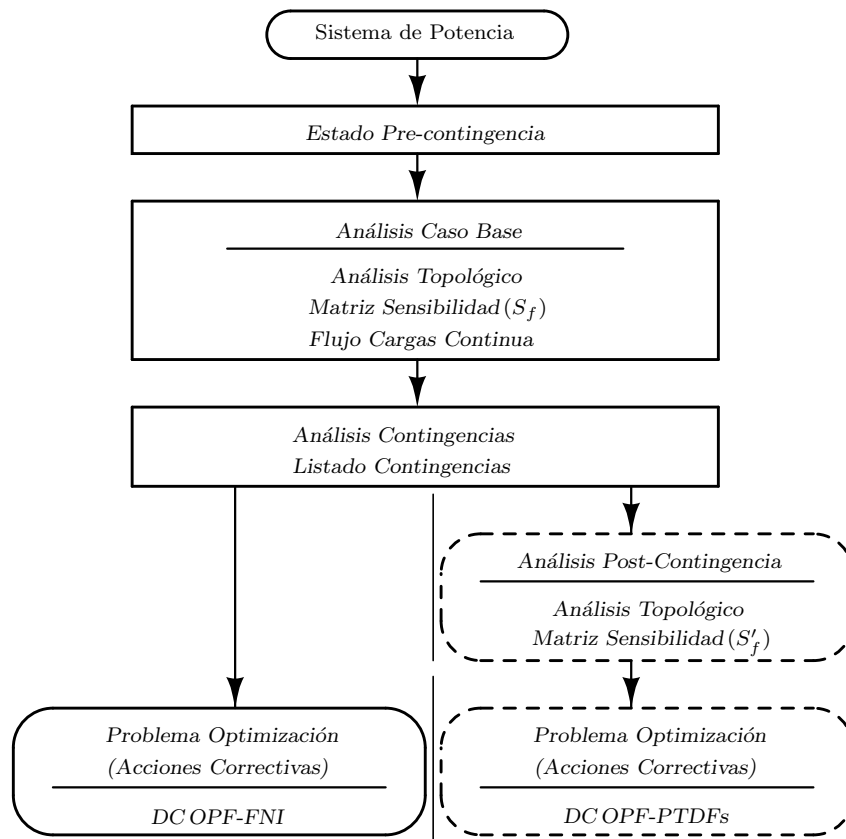


FIGURA 4.1 – Procedimiento propuesto (DCOPF - FNI) versus procedimiento convencional (DCOPF - PTDFs).

#### 4.2.2. Contingencias modeladas como inyecciones ficticias de potencia activa

En este apartado se toma como referencia el sistema eléctrico de potencia de la Figura 4.2, el cual se supone que se encuentra en estado normal.

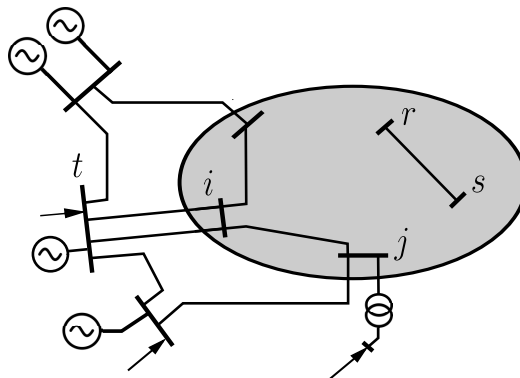


FIGURA 4.2 – Sistema eléctrico de potencia en estado normal.

##### ▷ Contingencia simple: Fallo de generador.

Inicialmente, el caso más fácil de modelar mediante inyecciones nodales ficticias es el del fallo de un generador. Para este caso, se parte del supuesto de que existe una contingencia que da lugar

a la puesta fuera de servicio del generador del nudo  $t$  del sistema de potencia de la Figura 4.2, con lo cual el sistema se encuentra en un estado post-contingencia, tal y como el representado en la Figura 4.3.

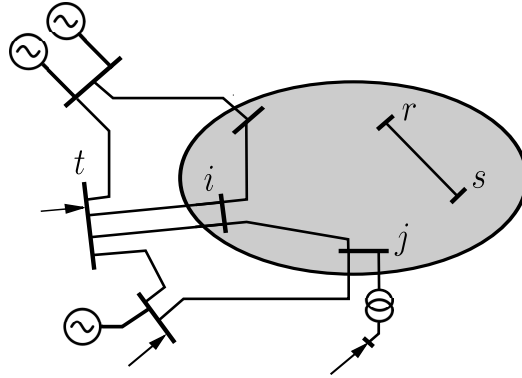


FIGURA 4.3 – Generador fuera de servicio en nudo  $t$ .

En el estado post-contingencia al fallo del generador del nudo  $t$ , la variación  $\Delta p_{rs}$  del flujo de potencia activa en una rama  $rs$  del sistema de la Figura 4.3, es:

$$p_{rs} = p_{rs}^0 + S_{rs,t} \Delta p_{gt} \Rightarrow \Delta p_{rs} = S_{rs,t} \Delta p_{gt} \quad (4.8)$$

donde “ $\Delta p_{gt} = -p_{gt}^0$ ” es la generación de potencia activa del generador del nudo  $t$  antes del fallo y  $S_{rs,t}$  es la sensibilidad del flujo de potencia activa en la rama  $rs$  ante los cambios en la inyección de potencia en el nudo  $t$ .

En (4.8)  $p_{rs}$  y  $p_{rs}^0$  son, respectivamente, el flujo de potencia activa en la rama  $rs$  en los estados posterior y previo al fallo del generador y se ha asumido que la pérdida de generación en el nudo  $t$  puede ser suplida por el nudo de referencia (slack) o por un grupo de generadores pre-establecido.

#### ▷ Contingencia simple: Fallo de rama.

Partiendo de la hipótesis de que puede ser modelado el fallo de una rama  $ij$ , Figura 4.4, mediante dos inyecciones ficticias  $\Delta p_i$  y  $\Delta p_j$  situadas, respectivamente, en los nudos extremos  $i$  y  $j$  de esa rama, se debe verificar que esas inyecciones ficticias han de ser iguales al flujo de potencia post-contingencia  $p_{ij}$  en la citada rama en situación de fallo [42] [70] [65] [101].

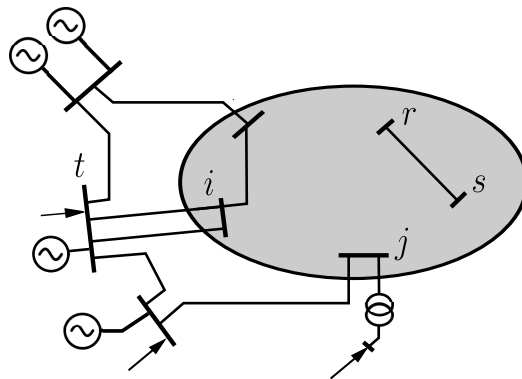


FIGURA 4.4 – Rama  $ij$  fuera de servicio.

Téngase presente que aplicando el planteamiento anterior, la rama en situación de fallo no es preciso eliminarla en el análisis post-contingencia, pasando a ser una rama “virtualmente en servicio”. Con ese modelado del fallo (rama virtualmente en servicio), Figura 4.5, el balance de potencia en los nudos extremos de la rama  $ij$  es igual al balance de potencia en esos mismos nudos pero con la rama en situación de fallo (rama abierta).

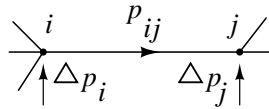


FIGURA 4.5 – Rama  $ij$  virtualmente en servicio. Fallo modelado con dos inyecciones ficticias.

Por tanto, asumiendo que  $p_{ij}$  es el flujo de potencia activa post-contingencia en la rama  $ij$ , para que el fallo de dicha rama se pueda implementar mediante dos inyecciones nodales ficticias  $\Delta p_i$  y  $\Delta p_j$ , la condición a cumplir es:

$$\Delta p_i = -\Delta p_j = p_{ij} \quad (4.9)$$

Considerando la rama  $ij$  con un flujo pre-contingencia (pre-fallo)  $p_{ij}^0$  y teniendo en cuenta que se trabaja con un modelo en continua, el flujo de potencia activa post-contingencia  $p_{ij}$  en esa rama, se puede calcular aplicando el principio de superposición tal como sigue:

$$p_{ij} = p_{ij}^0 + S_{ij,i} \Delta p_i + S_{ij,j} \Delta p_j = p_{ij}^0 + (S_{ij,i} - S_{ij,j}) \Delta p_i \quad (4.10)$$

A partir de (4.10), la inyección ficticia de potencia activa  $\Delta p_i$  se puede obtener como sigue:

$$\Delta p_i = p_{ij}^0 [1 - (S_{ij,i} - S_{ij,j})]^{-1} \quad (4.11)$$

donde  $S_{ij,i}$  y  $S_{ij,j}$  son las sensibilidades del flujo de potencia en la rama  $ij$ , ante los cambios de las inyecciones de potencia activa  $\Delta p_i$  y  $\Delta p_j$  en los nudos  $i$  y  $j$ , respectivamente, de la citada rama en situación de fallo.

Cualidad importante del modelado que se acaba de exponer es que las sensibilidades  $S_{ij,i}$  y  $S_{ij,j}$  son elementos de la matriz de sensibilidad  $S_f$ , ecuación (4.3), previamente calculada en el estado pre-contingencia (Análisis Caso Base, Figura 4.1). Es decir, calculadas en el estudio previo al análisis de contingencias.

A consecuencia del fallo de la rama  $ij$ , la repercusión  $\Delta p_{rs}$  en el flujo de potencia activa en la rama  $rs$  en servicio, se obtiene como sigue:

$$p_{rs} = p_{rs}^0 + S_{rs,i} \Delta p_i + S_{rs,j} \Delta p_j \Rightarrow \quad (4.12)$$

$$\Delta p_{rs} = p_{ij}^0 (S_{rs,i} - S_{rs,j}) [1 - (S_{ij,i} - S_{ij,j})]^{-1}$$

donde  $p_{rs}^0$  es el flujo de potencia activa pre-contingencia en la rama  $rs$  y los términos  $S_{rs,i}$  y  $S_{rs,j}$  representan las sensibilidades entre el flujo de potencia activa en la rama  $rs$  y los cambios en las inyecciones de potencia en los nudos  $i$  y  $j$ , respectivamente.

#### ▷ Contingencia múltiple.

En la Figura 4.6 se ha representado la situación de una contingencia múltiple debida a la indisponibilidad simultánea de un generador y de una rama (contingencia doble).

Para la contingencia doble (generador y rama) planteada en la Figura 4.6, las condiciones de partida son que la rama  $ij$  posee un flujo pre-contingencia (pre-fallo)  $p_{ij}^0$  y que el generador ubicado en el nudo  $t$  genera una potencia activa  $p_{gt}^0$  en el estado previo a la contingencia. Además, se asume que la pérdida de generación “ $\Delta p_{gt} = -p_{gt}^0$ ” en el nudo  $t$  puede ser suplida por el nudo de referencia (slack) o por un grupo de generadores pre-establecido.

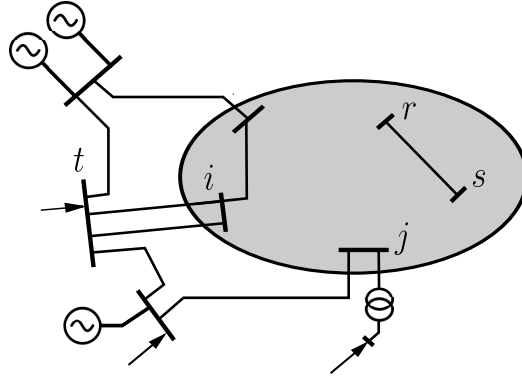


FIGURA 4.6 – Generador en nudo  $t$  y rama  $ij$  fuera de servicio.

Con estas condiciones el flujo de potencia  $p_{ij}$  en la rama  $ij$ , virtualmente en servicio, es:

$$p_{ij} = p_{ij}^0 + S_{ij,i} \Delta p_i + S_{ij,j} \Delta p_j + S_{ij,t} \Delta p_{gt} \Rightarrow \quad (4.13)$$

$$\Delta p_i = [p_{ij}^0 + S_{ij,t} \Delta p_{gt}] [1 - (S_{ij,i} - S_{ij,j})]^{-1}$$

donde:

$$\Delta p_i = -\Delta p_j = p_{ij} \quad \text{y} \quad \Delta p_{gt} = -p_{gt}^0$$

La repercusión que la contingencia doble, Figura 4.6, tiene en una rama  $rs$  en servicio es:

$$p_{rs} = p_{rs}^0 + S_{rs,i} \Delta p_i + S_{rs,j} \Delta p_j + S_{rs,t} \Delta p_{gt} \quad (4.14)$$

donde  $p_{rs}$  y  $p_{rs}^0$  son, respectivamente, el flujo de potencia activa en la rama  $rs$  en los estados posterior y previo al fallo doble que se está analizando.

Reordenando términos y teniendo en cuenta la expresión (4.13) resulta:

$$\begin{aligned} p_{rs} &= p_{rs}^0 + S_{rs,t} \Delta p_{gt} \\ &+ (S_{rs,i} - S_{rs,j}) [p_{ij}^0 + S_{ij,t} \Delta p_{gt}] [1 - (S_{ij,i} - S_{ij,j})]^{-1} \end{aligned} \quad (4.15)$$

con lo cual, la variación  $\Delta p_{rs}$  en el flujo de potencia activa en la rama  $rs$  es:

$$\begin{aligned} \Delta p_{rs} &= p_{rs} - p_{rs}^0 = S_{rs,t} \Delta p_{gt} \\ &+ (S_{rs,i} - S_{rs,j}) [p_{ij}^0 + S_{ij,t} \Delta p_{gt}] [1 - (S_{ij,i} - S_{ij,j})]^{-1} \end{aligned} \quad (4.16)$$

Finalmente, se presenta la formulación de la contingencia múltiple correspondiente al caso de fallo simultáneo de varias ramas, Figura 4.7.

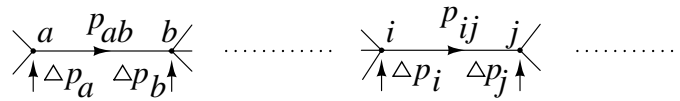


FIGURA 4.7 – Fallo múltiple modelado con inyecciones ficticias.

En ese supuesto de considerar que fallan varias ramas de forma simultánea, el procedimiento de análisis es similar al antes expuesto para el fallo de una rama, con la excepción hecha del cálculo de las inyecciones nodales ficticias, ya que éstas se obtienen de forma conjunta resolviendo un sistema lineal de ecuaciones. Ese sistema lineal de ecuaciones que proporciona las inyecciones ficticias de potencia activa en ambos nudos extremos de cada una de las ramas en fallo, se formula tal y como se expone seguidamente:

$$\begin{aligned}
 p_{ab} &= p_{ab}^0 + (S_{ab,a} - S_{ab,b}) p_{ab} + \dots & (4.17) \\
 &+ (S_{ab,i} - S_{ab,j}) p_{ij} + \dots \\
 \dots &= \dots + \dots + \dots \\
 p_{ij} &= p_{ij}^0 + (S_{ij,a} - S_{ij,b}) p_{ab} + \dots \\
 &+ (S_{ij,i} - S_{ij,j}) p_{ij} + \dots \\
 \dots &= \dots + \dots + \dots
 \end{aligned}$$

Finalmente, en la rama  $rs$  en servicio, el efecto  $\Delta p_{rs}$  de esos fallos múltiples es:

$$\Delta p_{rs} = p_{rs}^0 + (S_{rs,a} - S_{rs,b}) p_{ab} + \dots + (S_{rs,i} - S_{rs,j}) p_{ij} + \dots \quad (4.18)$$

En lo anteriormente expuesto, respecto al modelado de las contingencias en ramas mediante dos inyecciones ficticias, se deben tener presente las siguientes consideraciones:

- La rama en situación de fallo sigue incluida en el modelo del sistema eléctrico de potencia, ahorrándose el análisis topológico tras una contingencia. Es decir, la rama en fallo se encuentra virtualmente en servicio.
- En el análisis de sobrecargas posterior a la contingencia, la rama en situación de fallo no es incluida en el citado análisis de sobrecargas por estar virtualmente en servicio.
- Para el caso de contingencias asociadas a fallos múltiples simultáneos (contingencia múltiple), el procedimiento de modelado mediante inyecciones ficticias, se puede extender a contingencias de cualquier nivel.

En este caso y de cara a calcular las inyecciones ficticias que modelan la contingencia múltiple, se debe resolver un sistema de tantas ecuaciones e incógnitas como fallos simultáneos se quieran modelar.

### 4.2.3. Formulación del problema de optimización

La formulación propuesta para el problema de optimización en continua está basada en programación lineal [39] [42] [63] [77] [103] [110] y se ha planteado con el enfoque de que proporcione las actuaciones correctivas necesarias (redespacho de la generación y/o deslastre de carga) para retornar el sistema de potencia al estado normal cuando ocurre una contingencia [22] [24] [42] [63] [66] [110].

Como premisa de partida, el coste asignado al redespacho de la generación se ha fijado inferior al coste del deslastre de carga con el objetivo de minimizar el empleo de esta última medida en el problema de optimización.

Suponiendo que la matriz  $S_f$  es conocida, ecuación (4.3), el problema de despacho óptimo con actuaciones correctivas para encarar las contingencias y basado en el modelado de estas últimas mediante inyecciones nodales ficticias, se ha formulado para cada contingencia  $k$  (simple o múltiple) como sigue:

$$\min \quad \sum_{g \in \mathcal{G}} c_{g,u} \Delta p_{g,u} + \sum_{g \in \mathcal{G}} c_{g,d} \Delta p_{g,d} + \sum_{l \in \mathcal{L}} c_{l,s} \Delta p_{l,s} \quad (4.19)$$

sujeto a:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} (\Delta p_{g,u} - \Delta p_{g,d}) + \sum_{l \in \mathcal{L}} \Delta p_{l,s} + \sum_{gf \in \mathcal{G}^k} \Delta p_{gf}^k = 0 \quad (4.20)$$

$$\Delta p_i^k = -\Delta p_j^k, \quad \Delta p_{gf}^k = -p_{gf}^0 \quad (4.21)$$

$$\Delta p_{g,u} \leq (p_{g,u}^{max} - p_{g,u}^0), \quad \Delta p_{g,d} \leq (p_{g,d}^0 - p_{g,d}^{min}), \quad \Delta p_{l,s} \leq p_{l,s}^{max} \quad (4.22)$$

$$\Delta p_{g,u} \geq 0, \quad \Delta p_{g,d} \geq 0, \quad \Delta p_{l,s} \geq 0 \quad (4.23)$$

$$\forall ij \in \mathcal{B}^k, \quad \forall i, j \in \mathcal{N}, \quad k \in \mathcal{C}$$

#### Ramas en servicio

$$\begin{aligned} -p_{rs}^{max} \leq p_{rs}^0 + \sum_{g \rightarrow n} S_{rs,n} (\Delta p_{g,u} - \Delta p_{g,d}) + \sum_{l \rightarrow n} S_{rs,n} \Delta p_{l,s} \\ + \sum_{ij \in \mathcal{B}^k} (S_{rs,i} \Delta p_i^k + S_{rs,j} \Delta p_j^k) + \sum_{gf \rightarrow n} S_{rs,n} \Delta p_{gf}^k \leq p_{rs}^{max} \end{aligned} \quad (4.24)$$

$$\forall rs \in \mathcal{B}, \quad \forall rs \neq ij, \quad \forall i, j, n, r, s \in \mathcal{N}, \quad k \in \mathcal{C}$$

#### Ramas en fallo (virtualmente en servicio)

$$\begin{aligned} p_{ab}^0 = [1 - (S_{ab,a} - S_{ab,b})] \Delta p_a^k - \sum_{g \rightarrow n} S_{ab,n} (\Delta p_{g,u} - \Delta p_{g,d}) - \sum_{l \rightarrow n} S_{ab,n} \Delta p_{l,s} \\ - \sum_{ij \in \mathcal{B}^k} (S_{ab,i} \Delta p_i^k + S_{ab,j} \Delta p_j^k) - \sum_{gf \rightarrow n} S_{ab,n} \Delta p_{gf}^k \end{aligned} \quad (4.25)$$

$$\forall ab \in \mathcal{B}^k, \quad \forall ab \neq ij, \quad \forall i, j, n, a, b \in \mathcal{N}, \quad k \in \mathcal{C}$$

donde,

- Superíndice 0 (resp.  $k$ ) se refiere al caso base (resp. índice de la contingencia/s analizada/s).
- $\mathcal{C}$  es el conjunto de las contingencias (simples y/o múltiples) postuladas en el análisis.
- $\mathcal{N}$  es el conjunto de nudos.
- $\mathcal{L}$  es el conjunto de cargas.
- $\mathcal{G}$  es el conjunto de generadores que quedan en servicio en el estado post-contingencia.
- $\mathcal{G}^k$  es el conjunto de generadores en situación de fallo en la contingencia  $k$ .
- $\mathcal{B}$  es el conjunto de las ramas que quedan realmente en servicio en el estado post-contingencia.
- $\mathcal{B}^k$  es el conjunto de las ramas en situación de fallo en la contingencia  $k$  y que se consideran virtualmente en servicio.
- $g \rightarrow n$  expresa los generadores en servicio conectados al nudo  $n$ .
- $gf \rightarrow n$  expresa los generadores en situación de fallo que se encuentran conectados al nudo  $n$ .
- $l \rightarrow n$  expresa las cargas (demanda) que estando conectadas al nudo  $n$  han sido usadas en un deslastre de carga.
- $\Delta p_{gf}^k$  es el vector de inyecciones ficticias de potencia activa que simulan el fallo de los generadores.
- $\Delta p_i^k$  y  $\Delta p_j^k$  representan las inyecciones ficticias que modelan las ramas en situación de fallo.
- $\Delta p_{g,u}$ ,  $\Delta p_{g,d}$ ,  $\Delta p_{l,s}$  corresponden a las actuaciones de control de subir y/o bajar generación y/o deslastre de carga, respectivamente, con  $c_{g,u}$ ,  $c_{g,d}$  y  $c_{l,s}$  siendo los costes del redespacho y del deslastre, respectivamente, para los cambios de potencia activa en generación y deslastre de carga.

En la formulación presentada del problema de optimización, las inyecciones ficticias  $\Delta p_i^k$  y  $\Delta p_j^k$  que modelan las ramas en situación de fallo, también son tratadas y afectadas por las actuaciones de control de forma similar a como lo son el resto de inyecciones. Por tanto, las inyecciones ficticias que modelan los fallos en ramas son inyecciones que adaptan su valor a los cambios de las restantes inyecciones de potencia activa en el sistema.

También es importante reseñar que mediante la formulación propuesta, ecuaciones (4.19) a (4.25), los flujos de potencia activa en las ramas en fallo están ligados a las inyecciones nodales ficticias a través de los cambios en los flujos de potencia en las ramas en servicio y de los cambios en las inyecciones de potencia (generación, deslastre y ficticias) llevados a cabo por las actuaciones correctivas del problema de optimización. Es decir, no sólo los flujos en las ramas en servicio se ven modificados cuando las inyecciones ficticias sufren variaciones a consecuencia de las citadas actuaciones correctivas, sino que también se ven afectados los flujos de potencia activa en las ramas en fallo (ramas virtualmente en servicio).

En este punto, insistir de nuevo que una aportación importante de la formulación propuesta (DCOPF - FNI, Figura 4.1) es que los elementos de la matriz de sensibilidad  $S_f$  dependen solamente de la topología de la red en cada escenario (demanda-generación) a ser analizado, por tanto, dicha matriz es calculada y, obviamente, conocida con antelación a cualquier contingencia.

#### 4.2.4. Simulaciones y resultados numéricos

La validación de la formulación propuesta, sección 4.2.3, se ha llevado a cabo mediante simulaciones realizadas con la red representada en la Figura 4.8, que es la denominada red de prueba “IEEE-RTS” (IEEE Reliability Test System) [105]. Un resumen de las características de dicha red, se ha incluido en la Tabla 4.1, donde:  $\mathcal{N}$ ,  $\mathcal{G}$ ,  $\mathcal{D}$ ,  $\mathcal{B}$ ,  $\mathcal{L}$ ,  $\mathcal{T}$  y  $\mathcal{S}$  indican el número de nudos, generadores, cargas (demanda), ramas, líneas, transformadores y elementos derivación (compensación reactiva), respectivamente.

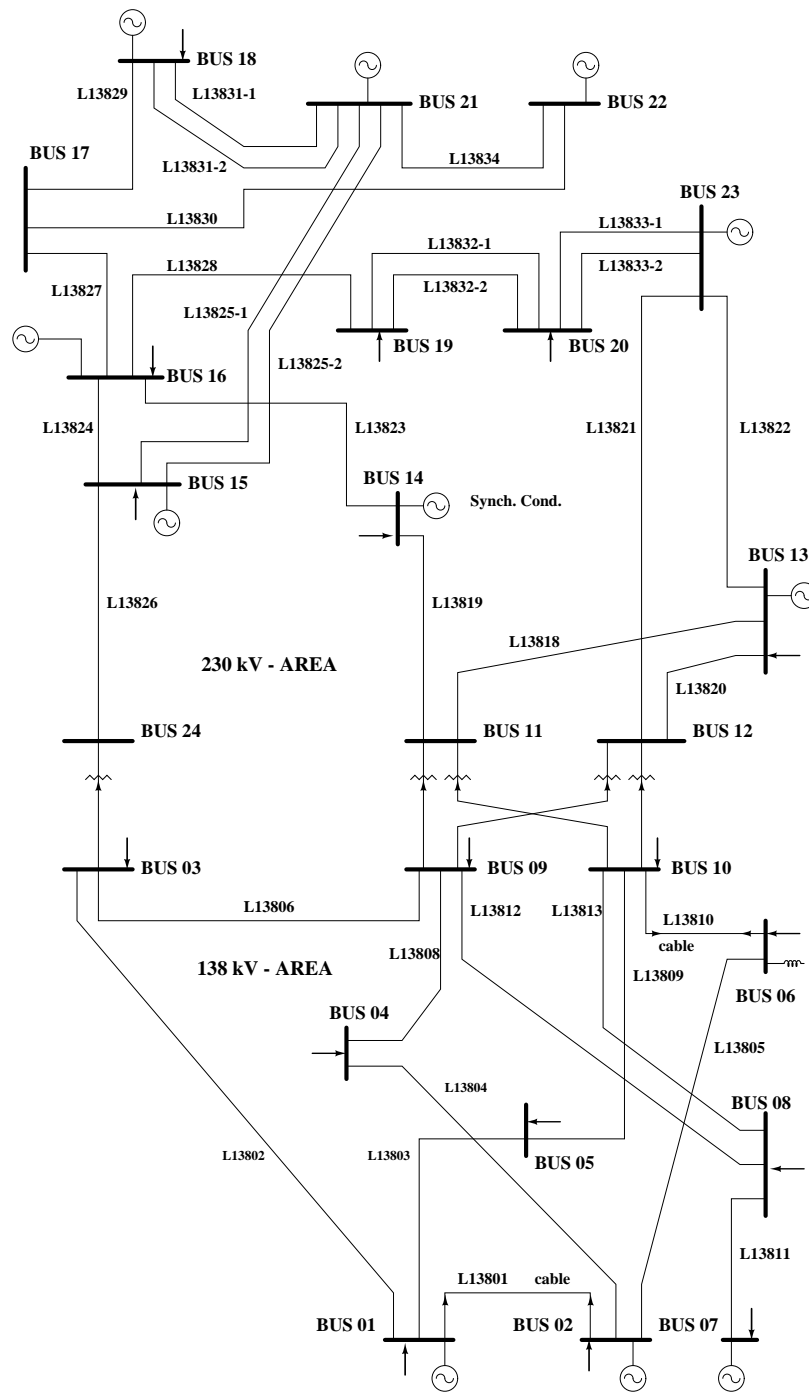


FIGURA 4.8 – Diagrama de la red IEEE-RTS.



TABLA 4.1 – Red IEEE-RTS - Resumen de características.

	$\mathcal{N}$	$\mathcal{G}$	$\mathcal{D}$	$\mathcal{B}$	$\mathcal{L}$	$\mathcal{T}$	$\mathcal{S}$
IEEE-RTS	24	33	17	34	29	5	1

El sistema representado en la Figura 4.8 es una red de prueba reconocida en la bibliografía internacional y usada como referencia en estudios comparativos aplicando diferentes métodos de análisis [2] [10] [45] [60] [76] [80] [81] [89]. El resto de datos de esta red (IEEE-RTS) han sido obtenidos a partir de la referencia [105], habiéndose recopilado dicha información en el Apéndice B.

Las simulaciones se han planteado para el supuesto de contingencias en el sistema de sub-transporte o de reparto de la red IEEE-RTS. Dicho sistema comprende desde los nudos BUS01 a BUS10 de la Figura 4.8 (138 kV - AREA), siendo sus nudos frontera (lado sub-transporte) los correspondientes a los nudos BUS03, BUS09 y BUS10 de la citada figura.

En lo que sigue, el escenario de demanda y generación de la Tabla 4.2, se ha considerado como el caso base (escenario de partida) y acorde al procedimiento expuesto en la Figura 4.1, ese escenario se ha asignado al estado pre-contingencia, planteándose para el mismo las simulaciones comentadas seguidamente. Dicho escenario corresponde al de las 18 : 00 h de la época de estío, siendo la punta de carga de 1 755 MW en el área de sub-transporte.

TABLA 4.2 – Escenario de generación y demanda (Caso Base).

Nudo	Generación	Generación	Demanda
BUS	Max MW	Programada MW	Programada MW
01	192	187,2	161,7
02	192	187,2	154,9
03	—	—	206,5
04	—	—	140,6
05	—	—	138,7
06	—	—	179,1
07	300	285,7	172,3
08	—	—	181,9
09	—	—	203,4
10	—	—	215,8
13	591	518,2	265,0
14	—	—	194,0
15	215	215,0	317,0
16	155	155,0	100,0
18	400	389,9	333,0
19	—	—	181,0
20	—	—	128,0
21	400	390,0	—
22	300	300,0	—
23	660	644,5	—

A partir del escenario de demanda y generación de la Tabla 4.2, los flujos de potencia activa en las ramas de la red del nivel de 138 kV (red sub-transporte, IEEE-RTS), se han calculado tanto con el convencional flujo de cargas en alterna Newton-Raphson (AC LF), como con el convencional flujo de cargas en continua (DC LF). Los resultados de ambos análisis, se han recopilado en la segunda y tercera columna de la Tabla 4.3 para una potencia base de 100 MW.

Es conveniente en este punto, comentar nuevamente que el modelo en continua del flujo de cargas no está restringido solamente para el estudio de las redes de transporte, sino que también es admisible su aplicación en el análisis de las redes de sub-transporte. En ambos casos, es condición *sine qua non* que las citadas redes cumplan los requerimientos para poder utilizar ese modelo [4] [42] [69] [74] [90] [102] [110]. En el caso del área de sub-transporte a 138 kV de la red IEEE-RTS, dicha área satisface esos requerimientos [105].

TABLA 4.3 – Flujos de potencia activa en el Caso Base (Escenario Pre-contingencia).

Línea	DC LF	AC LF	DC vs AC
BUS-BUS	Caso Base (pu)	Caso Base (pu)	Error (%)
01-02	0,231	0,213	1,09
01-03	-0,498	-0,454	2,62
01-05	0,523	0,497	1,52
02-04	0,260	0,258	0,17
02-06	0,294	0,279	0,93
03-09	0,187	0,100	5,20
04-09	-1,145	-1,152	0,40
05-10	-0,865	-0,898	2,00
06-10	-1,497	-1,518	1,27
07-08	1,134	1,134	0,00
08-09	-0,498	-0,495	0,19
08-10	-0,188	-0,213	1,53

Red de sub-transporte 138 kV, IEEE-RTS

La cuarta columna de la Tabla 4.3 presenta en porcentaje la diferencia entre los resultados obtenidos con ambos modelos (DC LF vs AC LF). Ese porcentaje está expresado en relación al límite térmico de las líneas, el cual en el nivel de 138 kV es igual a 166,3 MW para todas ellas. En dicha tabla, los errores máximo, mínimo y medio de usar el análisis en continua (DC LF) en lugar del análisis en alterna (AC LF) son, respectivamente, 5,20 %, 0,00 % y 1,41 %. El error mínimo corresponde a la línea radial desde el nudo BUS07 al nudo BUS08 y el error máximo al cálculo del flujo de potencia activa en la línea desde el nudo BUS03 al nudo BUS09.

Además de servir como referencia, por contener los flujos de potencia en el estado pre-contingencia, la Tabla 4.3 también ha permitido mostrar el orden de magnitud de los errores considerados como admisibles, cuando se utiliza el modelo en continua en lugar de uno en alterna. Estos errores son convencionalmente considerados como errores aceptables en los análisis de los sistemas eléctricos de potencia, siempre y cuando lo prioritario sea disponer a la mayor brevedad posible de una solución factible [6] [48] [61] [66] [83] [90] [102].

Una vez fijado el estado pre-contingencia, las simulaciones para mostrar la idoneidad de la formulación propuesta (sección 4.2.3), han sido desarrolladas acorde al planteamiento de los análisis de validación expuestos en las referencias [59] [61] [66] [83] [90].

En esas referencias, el procedimiento de validación se traduce, básicamente, en que a partir de una selección de contingencias [21] [26], estas son analizadas mediante un flujo de cargas en continua (DCLF) y si se detecta que una de ellas conlleva una violación de las restricciones, esa situación problemática es tratada por medio de la formulación propuesta, sección 4.2.3, para buscar un nuevo escenario de generación y demanda en el que no se de esa situación problemática.

Finalmente, el nuevo escenario de generación y demanda, resultante de la formulación propuesta, es usado como el escenario de partida para un análisis en alterna; evaluándose acto seguido si es factible el resultado de ese análisis en alterna.

La aplicación de este proceso de validación a la formulación propuesta en este capítulo (sección 4.2.3), se expone a continuación para los casos de contingencia simple (fallo de una rama) y de contingencia doble (fallo simultáneo de dos ramas) en el nivel de 138 kV de la red IEEE-RTS. Las contingencias incluidas en los apartados siguientes han sido seleccionadas, por dar lugar a la violación del límite térmico (sobrecarga) en alguna de las líneas de la red de sub-transporte (138 kV).

#### 4.2.4.1. Caso de fallo simple. Análisis de la contingencia

Como ejemplo de contingencia simple que da lugar a una situación de sobrecarga en el estado post-contingencia, se ha considerado el fallo de la rama desde el nudo BUS 02 al nudo BUS 06 del área de 138 kV de la red IEEE-RTS (Figura 4.8). En el estado post-contingencia al citado fallo, los flujos de potencia activa en las líneas de dicha área se han recogido en la Tabla 4.4.

TABLA 4.4 – Flujos de potencia activa post-contingencia tras el fallo de la línea desde BUS 02 a BUS 06.

Línea	DCLF	ACLF	DC vs AC
BUS-BUS	Post-contingencia (pu)	Post-contingencia (pu)	Error (%)
01-02	0,021	0,015	0,39
01-03	-0,435	-0,399	2,11
01-05	0,669	0,640	1,73
02-04	0,345	0,338	0,40
<b>02-06</b>	<b>0,534</b>	—	—
03-09	0,215	0,131	5,05
04-09	-1,061	-1,073	0,70
05-10	-0,718	-0,757	2,35
<b>06-10</b>	<b>-1,791</b>	<b>-1,791</b>	0,00
07-08	1,134	1,134	0,00
08-09	-0,524	-0,522	0,11
08-10	-0,161	-0,185	1,44

Red de sub-transporte 138 kV, IEEE-RTS

En la Tabla 4.4, los errores máximo, mínimo y medio, inherentes al uso del modelo en continua en lugar de utilizar el modelo en alterna, son 5,05 %, 0,00 % y 1,19 %, respectivamente. Al igual que en el flujo de cargas del Estado Pre-contingencia (Tabla 4.3), el error mínimo se da en el cálculo del flujo de potencia activa en la línea radial desde BUS 07 a BUS 08 y el error máximo en caso del flujo de potencia en la línea desde BUS 03 a BUS 09.

De los valores recogidos en la Tabla 4.4 es importante resaltar el hecho de ser no nulo el flujo

de potencia en la rama en fallo (desde BUS02 a BUS06); tal y como se puede observar en dicha tabla, el flujo de potencia en la línea en situación de fallo es 0,534 pu. Téngase presente que usando la metodología que se propone en este capítulo, la rama o ramas en situación de fallo se considera/n virtualmente en servicio.

La contingencia asociada al fallo de la línea desde BUS02 a BUS06 ha sido modelada mediante dos inyecciones ficticias de potencia activa; de ellas la emplazada en el nudo BUS02 es de valor 0,534 pu y la emplazada en el nudo BUS06 es  $-0,534$  pu. Por otro lado, de la observación de la Tabla 4.4, también se aprecia que de las restantes líneas en servicio, la comprendida entre el nudo BUS06 y el nudo BUS10, se encuentra en situación de sobrecarga. El flujo de potencia activa en el estado post-contingencia en la misma es 1,791 pu y su límite térmico es 1,663 pu.

Detectada esa violación de límite térmico, el algoritmo propuesto para el problema de optimización (sección 4.2.3) evalúa las actuaciones correctivas (redespacho de la generación y/o deslastre de carga) necesarias para eliminar la sobrecarga en la línea afectada. En la segunda columna de la Tabla 4.5 se ha incluido el escenario resultante (post-optimización) a partir de la aplicación de la formulación propuesta (DCOPF - FNI).

TABLA 4.5 – Flujos de potencia activa post-optimización tras fallo de la línea desde BUS02 a BUS06.

Línea	DCOPF - FNI	ACLF-CA	DC vs AC
BUS-BUS	Post-optimización (pu)	Post-optimización (pu)	Diferencia (%)
01-02	0,025	0,021	0,27
01-03	-0,421	-0,386	2,14
01-05	0,651	0,620	1,87
02-04	0,349	0,345	0,28
<b>02-06</b>	<b>0,477</b>	—	—
03-09	0,199	0,119	4,85
04-09	-1,057	-1,066	0,59
05-10	-0,736	-0,777	2,46
<b>06-10</b>	<b>-1,663</b>	<b>-1,663</b>	0,00
07-08	1,134	1,134	0,00
08-09	-0,512	-0,508	0,23
08-10	-0,174	-0,199	1,55

Red de sub-transporte 138 kV, IEEE-RTS

Del análisis de los valores de la columna DCOPF - FNI de la Tabla 4.5, es importante dar constancia no sólo de que la sobrecarga en la línea desde BUS06 a BUS10 ha sido eliminada tras la ejecución del algoritmo de optimización, sino que también es de resaltar la modificación que ha tenido el flujo de potencia activa en la línea desde el nudo BUS02 al nudo BUS06 (línea virtualmente en servicio), respecto al que poseía en el estado post-contingencia (Tabla 4.4).

La línea desde BUS02 a BUS06 está realmente en situación de fallo, pero en la formulación que se propone se trata como una rama más en servicio. En dicha línea, virtualmente en servicio, el flujo de potencia activa es 0,477 pu en el nuevo escenario post-optimización. Las nuevas inyecciones nodales ficticias que modelan el fallo de esa línea son 0,477 pu en el BUS02 y  $-0,477$  pu en el BUS06.

Una vez determinado el nuevo escenario de carga y generación (incluyendo redespacho de la generación y/o deslastre de carga), éste es usado en un análisis convencional de flujo de cargas en alterna. Los resultados proporcionados por ese análisis del escenario post-optimización han sido incluidos en

la tercera columna (ACLF-CA) de la Tabla 4.5. Dichos resultados, en relación a los obtenidos con la formulación propuesta, presentan las diferencias máxima, mínima y media (Tabla 4.5) de 4,85 %, 0,00 % y 1,18 %, respectivamente.

Para finalizar este apartado, comentar que con este ejemplo se ha puesto de relieve la importancia de la formulación que se propone, en cuanto a que en la misma las inyecciones nodales ficticias que modelan las contingencias en ramas no son tratadas como inyecciones constantes tal y como se hace en el modelado tradicional (Figura 4.1), sino que son modeladas como inyecciones nodales ficticias que adaptan su valor al nuevo escenario de demanda y generación resultante en base a las actuaciones correctivas llevadas a cabo por el algoritmo de optimización (sección 4.2.3).

#### 4.2.4.2. Caso de fallo doble. Análisis de la contingencia

Las simulaciones expuestas en este apartado, se han planteado para la hipótesis de fallo simultáneo de las líneas desde el nudo BUS01 al nudo BUS03 y desde el nudo BUS05 al nudo BUS10 en el área de sub-transporte a 138 kV de la red IEEE-RTS (Figura 4.8).

De forma similar al planteamiento usado en el apartado anterior, en primer lugar, para el estado post-contingencia, se determinan los flujos de potencia activa en las ramas de la red analizada. Esos flujos se han calculado mediante los modelos de flujo de cargas en continua (DC LF) y en alterna (AC LF) y han sido recopilados en la segunda y tercera columna de la Tabla 4.6 para una potencia base de 100 MW.

Los errores máximo, mínimo y medio en la Tabla 4.6 son, respectivamente, 7,21 %, 0,00 % y 2,00 % para el caso de utilizar el modelo en continua (DC LF), respecto a los resultados que se obtendrían empleando el modelo de alterna (AC LF).

TABLA 4.6 – Flujos de potencia activa post-contingencia tras el fallo de las líneas desde BUS01 a BUS03 y desde BUS05 a BUS03.

Línea	DCLF	ACLF	DC vs AC
BUS-BUS	Post-contingencia (pu)	Post-contingencia (pu)	Error (%)
01-02	-1,132	-1,177	2,75
<b>01-03</b>	<b>-1,527</b>	—	—
01-05	1,387	1,433	2,75
02-04	-0,417	-0,423	0,35
02-06	-0,391	-0,436	2,69
03-09	0,536	0,416	7,21
<b>04-09</b>	<b>-1,822</b>	<b>-1,843</b>	1.22
<b>05-10</b>	<b>-3,887</b>	—	—
<b>06-10</b>	<b>-2,183</b>	<b>-2,246</b>	3.81
07-08	1,134	1,134	0,00
08-09	-0,446	-0,431	0,93
08-10	-0,239	-0,277	2,30

Red de sub-transporte 138 kV, IEEE-RTS

Aplicando la metodología que se propone en este capítulo, las ramas en situación de fallo, desde BUS01 a BUS03 y desde BUS05 a BUS10, han sido modeladas mediante inyecciones nodales ficticias de potencia activa; de esa forma, las citadas líneas son tratadas como líneas virtualmente en servicio.

Los flujos de potencia en el estado post-contingencia son  $-1,527$  pu y  $-3,887$  pu, respectivamente, para cada una de las citadas líneas en fallo (segunda columna, Tabla 4.6).

En el estado post-contingencia esas inyecciones nodales ficticias de potencia activa que modelan el fallo simultáneo de las líneas antes citadas son  $-1,527$  pu en el nudo BUS 01 y  $1,527$  pu en el nudo BUS 03, para el caso de la línea desde BUS 01 a BUS 03 y  $-3,887$  pu en el nudo BUS 05 y  $3,887$  pu en el nudo BUS 10, para el caso de la línea desde BUS 05 a BUS 10.

Enfocando hacia el análisis de sobrecargas, en la segunda columna de la Tabla 4.6 también se aprecia que las líneas desde BUS 04 a BUS 09 y desde BUS 06 a BUS 10 están soportando un flujo de potencia superior a su límite térmico. En valor absoluto, dichos flujos de potencia son  $1,822$  pu, y  $2,183$  pu, respectivamente, con lo cual en ese estado post-contingencia existen dos líneas en situación de sobrecarga ya que el límite térmico de cada una de ellas es  $1,663$  pu.

Detectadas esas sobrecargas, el algoritmo de optimización propuesto (DC OPF-FNI) lleva a cabo las actuaciones correctivas necesarias para que el sistema retorne a un estado normal. Los flujos de potencia obtenidos para el estado post-optimización, se muestran en la segunda columna de la Tabla 4.7.

TABLA 4.7 – Flujos de potencia activa post-optimización tras fallo de las líneas desde BUS 01 a BUS 03 y desde BUS 05 a BUS 03.

Línea	DCOPF - FNI	ACLF-CA	DC vs AC
BUS-BUS	Post-optimización (pu)	Post-optimización (pu)	Diferencia (%)
01-02	-1,079	-1,125	2,76
<b>01-03</b>	<b>-1,271</b>	—	—
01-05	1,387	1,433	2,75
02-04	-0,257	-0,251	0,36
02-06	-0,451	-0,507	3,39
03-09	0,399	0,290	6,60
<b>04-09</b>	<b>-1,663</b>	<b>-1,663</b>	0,05
<b>05-10</b>	<b>-3,647</b>	—	—
<b>06-10</b>	<b>-1,663</b>	<b>-1,702</b>	2,37
07-08	1,134	1,134	0,00
08-09	-0,396	-0,377	1,16
08-10	-0,289	-0,331	2,47

Red de sub-transporte 138 kV, IEEE-RTS

A partir de esa información (segunda columna, Tabla 4.7) es claro que en el problema de optimización se han eliminado las sobrecargas en las líneas desde BUS 04 a BUS 09 y desde BUS 06 a BUS 10, habiéndose ajustado el flujo de potencia activa en las mismas a su límite térmico ( $1,663$  pu), que es el mismo para ambas.

Importante tener presente que en este nuevo escenario de generación y demanda post-optimización, las ramas desde BUS 01 a BUS 03 y desde BUS 05 a BUS 10 siguen encontrándose virtualmente en servicio, aunque estas son las líneas que en la hipótesis de partida se han supuesto en situación de fallo. Las inyecciones nodales ficticias de potencia activa que modelan el fallo de esas líneas son  $-1,271$  pu en el nudo BUS 01 y  $1,271$  pu en el nudo BUS 03, para el caso de la línea desde BUS 01 a BUS 03 y  $-3,647$  pu en el nudo BUS 05 y  $3,647$  pu en el nudo BUS 10, para el caso de la línea desde BUS 05 a BUS 10. Tal y como puede ser apreciado por comparación de los respectivos valores, las inyecciones nodales ficticias en el estado post-optimización (Tabla 4.7) son diferentes a las obtenidas en el estado

post-contingencia (Tabla 4.6) para ambas líneas (desde BUS 01 a BUS 03 y desde BUS 05 a BUS 10) en su tratamiento como líneas virtualmente en servicio.

Tomando como escenario de partida el escenario de generación y demanda post-optimización y analizándolo mediante un flujo de cargas en alterna (AC LF-CA), se obtienen los flujos de potencia activa que se han incluido en la tercera columna de la Tabla 4.7.

A modo de recapitulación de lo expuesto en este apartado y en el anterior, es importante tener en consideración que, por una parte, los resultados son suficientemente precisos desde el punto de vista de la operación de la red y, por otra parte, que la metodología propuesta evita el análisis topológico y el tratamiento matricial asociado al mismo en el convencional análisis de contingencias.

#### 4.2.4.3. Comparativa del esfuerzo computacional

En este apartado, se presenta una comparativa de los tiempos de cálculo en la resolución del problema de optimización cuando se emplea la formulación y metodología propuestas y cuando se utiliza la formulación convencional (sección 4.2.1, Figura 4.1). Las características del equipo con el que se han llevado a cabo dichos análisis son PC AMD-Athlon, 2.01-GHz y 2-GB RAM.

La comparativa ha sido llevada a cabo analizando todas las contingencias simples y dobles, de las ramas (29 líneas y 5 transformadores) de la red IEEE-RTS (Tabla 4.1). Ese análisis ha sido realizado por partida doble, en primer lugar, con el modelo convencional en continua del problema de optimización correctivo (DC OPF) y, en segundo lugar, con el modelo propuesto en este capítulo (DC OPF-FNI).

Los tiempos de computación resultantes de la aplicación de ambas metodologías, se muestran en la Tabla 4.8; para ambos procesos de resolución se ha incluido el tiempo total de computación (resolución del problema proporcionando una solución factible). La tercera columna de la Tabla 4.8 (Sobrecarga - Número de casos) corresponde al número de las contingencias analizadas, en las que existe al menos una rama en la que en el estado post-contingencia el flujo de potencia en la misma es superior a su límite térmico.

De la observación de los tiempos de computación de la Tabla 4.8, se deduce la mejora en los tiempos de cálculo cuando se emplea la formulación que se propone. Dicha mejora es aún más evidente cuando se considera el análisis de las contingencias dobles.

TABLA 4.8 – Comparativa de tiempos de computación.

Contingencia	Contingencia	Sobrecarga	Tiempo (s)	Tiempo (s)
Nivel	Número casos	Número casos	(1)	(2)
Fallo simple	34	36	4,42	3,67
Fallo doble	561	1077	69,49	54,69

(1): Convencional (DC OPF) (2): Propuesto (DC OPF-FNI)

Además de la mejora en los tiempos de computación, es de destacar que al igual que cuando ha sido utilizado el convencional DC OPF, las violaciones de las restricciones asociadas a los límites térmicos de las ramas han sido correctamente detectadas y corregidas por la formulación que se ha propuesto.

A pesar de estos excelentes resultados, no debe dejarse de lado el hecho de que alguna contingencia pueda dar lugar realmente a la violación de alguna restricción y que ésta no sea detectada [66] [83], lo cual está asociado a que en los análisis en continua no se consideran los flujos de reactiva y se asume un sistema eléctrico sin pérdidas.

### 4.3. Sistemas externo e interno y evaluación de la fiabilidad

Los sistemas de sub-transporte (reparto) han sido tradicionalmente incluidos dentro de los denominados “análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos de potencia complejos” (Composite Power Systems Reliability Analysis). Principalmente, este planteamiento ha estado motivado por el relativamente bajo impacto económico que han tenido las interrupciones locales en los sistemas de sub-transporte, frente a las importantes implicaciones económicas que poseían las ocasionadas en la generación y el transporte [1] [3] [5] [10] [13] [20] [28] [40] [42] [62] [75] [95] [109].

Hoy día, a diferencia de lo antes expuesto, el nuevo contexto regulativo le otorga a los sistemas de sub-transporte y de distribución la responsabilidad casi total de la gestión de los trasvases de potencia y, llegado el caso, del deslastre de carga, así como del cumplimiento de las exigencias legales relativas a la calidad de suministro que deben garantizar a sus clientes (sección 4.1).

El mantenimiento de esos estándares legislados para la calidad de suministro tienen su soporte teórico en los estudios de seguridad y fiabilidad del suministro [1] [9] [20] [28] [35] [36] [37] [40] [43] [42] [57] [62] [82] [86] [99] [106] [109].

En la evaluación de la fiabilidad y la seguridad de una zona o área de un sistema eléctrico de potencia es bien conocida la repercusión que los cambios topológicos en esa zona (apertura o cierre de interruptores, líneas en descargo, etc) tienen en los resultados de dicha evaluación [36] [37] [86] [106]. Ahora bien, otra afectación igualmente influyente en la fiabilidad se presenta a causa de la respuesta del resto del sistema eléctrico con el que esté enlazado mediante líneas de interconexión el área donde se hayan producido los cambios antes citados. Esta última afectación tiene su origen en el hecho de que una modificación o alteración de la topología del área bajo análisis, conlleva cambios no sólo en los flujos de potencia en dicha área, sino también en los flujos de potencia del resto de sistema eléctrico y, obviamente, en los flujos de potencia de las líneas que sirvan de interconexión entre ambos sistemas [16] [17] [18] [33] [46] [52] [53] [54] [56] [69] [78] [79] [107] [91] [108].

La Figura 4.9 muestra la representación simplificada de un sistema eléctrico de potencia que ha sido dividido en dos áreas que corresponden, la primera, a la red de sub-transporte y distribución de una empresa distribuidora y, la segunda, a la red de transporte y a otras distribuidoras (resto del sistema eléctrico) con las que la primera esté enlazada mediante líneas de interconexión (LI). En lo que sigue, la primera de esas dos áreas se hace corresponder con el sistema a evaluar (sub-transporte y distribución), que se denominará *Sistema Interno* (SI) y la segunda de dichas áreas con el resto del sistema eléctrico (red de transporte y otras distribuidoras), que se denominará *Sistema Externo* (SE).

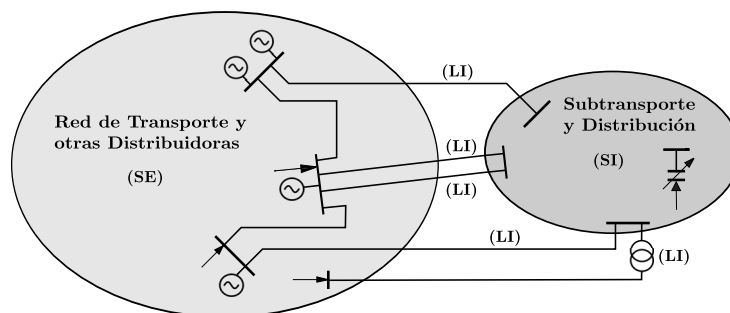


FIGURA 4.9 – Sistema eléctrico de potencia.

Múltiples tipos de equivalentes han sido propuestos en la literatura internacional con la finalidad de modelar adecuadamente la influencia de la red externa, a la vez que se buscaba que el modelo obtenido fuera del menor tamaño posible; de ellos los modelos Ward o REI (sección 2.7.1) han sido los más comúnmente empleados [53] [107] [108]. Esos esfuerzos en el modelado de un equivalente adecuado de la red externa (*Sistema Externo*) han sido puestos mayormente en su aplicación a los análisis de



flujo de cargas, flujo de cargas óptimo, análisis de contingencias y estimación de estado [16] [17] [18] [32] [33] [46] [52] [53] [54] [56] [78] [91][107] [108] [111].

Sin embargo, si se enfoca hacia las funciones que el nuevo contexto regulativo le otorga a los sistemas de sub-transporte (reparto) y de distribución, es de resaltar que la bibliografía al respecto recoge escasos estudios orientados hacia el problema de la obtención de un equivalente externo desde la perspectiva del análisis de la fiabilidad de los sistemas de sub-transporte, los cuales son sistemas típicamente mallados y con pocas posibilidades de gestión de la generación [9] [10] [20] [28] [43] [62][67] [69] [86] [109].

Por ello y con el objetivo de seguir avanzando en la mejora de las técnicas de análisis de la fiabilidad de los sistemas de sub-transporte, a continuación se presenta una metodología que conduce a la obtención de un equivalente externo que se adapta en todo momento a los cambios de las condiciones de explotación de la red. Esos cambios pueden estar causados tanto por incidencias en el área que está siendo analizada (*Sistema Interno*), como por la respuesta del resto del sistema eléctrico (*Sistema Externo*) ante dicha incidencia.

Esa metodología se ha desarrollado a partir de la formulación propuesta en la primera parte de este capítulo y, por tanto, está basada en las sensibilidades entre los flujos de potencia activa en las ramas de un sistema eléctrico de potencia y las inyecciones de potencia activa en el mismo.

#### 4.3.1. Matriz de sensibilidad y red equivalente externa

Dado un sistema eléctrico de potencia, Figura 4.10, si se plantea un análisis en continua (DC LF) es posible obtener mediante la matriz de sensibilidades  $S_f$  una relación entre los flujos de potencia activa  $P_f$  en las ramas de dicho sistema y las inyecciones de potencia activa  $P$  en los nudos del mismo, sección 4.2.1.

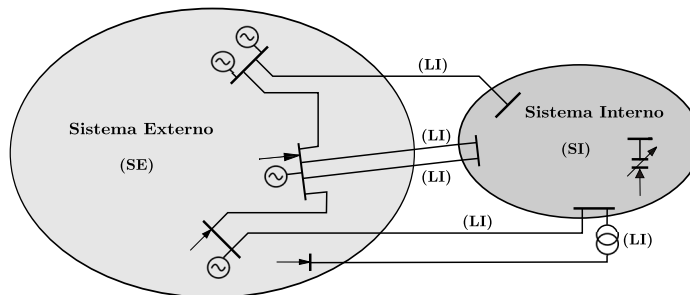


FIGURA 4.10 – Sistema eléctrico de potencia. Sistemas Interno y Externo.

Dicha relación es:

$$P_f = S_f P = [X^{-1} A^T B^{-1}] P \quad (4.26)$$

siendo  $X$  una matriz diagonal de reactancias de ramas,  $B$  una matriz definida igual que la matriz  $B'$  de la denominada “ $XB$ ” versión del flujo de cargas desacoplado rápido (FDLF - Fast Decoupled Load Flow) y  $A$  la matriz de incidencias nudos-ramas, reducida por eliminación de la fila del nudo referencia (slack) [42] [90] [97] [98] [101] [102] [110].

Analíticamente, la matriz  $S_f$  puede ser expresada como un conjunto de tres submatrices, tal y como se indica seguidamente:

$$S_f = \{S_{SE}, S_{LI}, S_{SI}\} \quad (4.27)$$

correspondiendo cada una de esas submatrices a las filas asociadas a las ramas del Sistema Externo (SE), Líneas de Interconexión (LI) y Sistema Interno (SI), respectivamente, del sistema de potencia

de la Figura 4.10.

En (4.27)  $S_{LI}$  es la matriz de sensibilidades entre los flujos de potencia en las líneas de interconexión y los cambios en las inyecciones de potencia tanto en los nudos de la red externa, como en los nudos de la red interna. Su dimensión es la de tantas filas como ramas de interconexión existan entre las redes externa e interna y tantas columnas como nudos existan en la red interna y en la red externa.

$$\dim\{S_{LI}\} = \begin{cases} \text{Filas:} & \text{Ramas (LI)} \\ \text{Columnas:} & \text{Nudos (SE)} + \text{Nudos (SI)} \end{cases}$$

Dicha matriz ( $S_{LI}$ ) es utilizada en la metodología propuesta en este capítulo para obtener a partir de ella una nueva matriz  $\widehat{S}_{LI}$ .

$$S_f \Rightarrow S_{LI} \Rightarrow \widehat{S}_{LI} \quad (4.28)$$

La matriz  $\widehat{S}_{LI}$  se construye extrayendo de  $S_{LI}$  las columnas que correspondan a los nudos del sistema interno y acondicionando su numero de filas al número de nudos del sistema interno, mediante la adición de filas de elementos nulos. Una vez añadidas las filas de elementos nulos, la matriz  $\widehat{S}_{LI}$  es una matriz cuadrada de dimensión:

$$\dim\{\widehat{S}_{LI}\} = \begin{cases} \text{Filas:} & \text{Nudos (SI)} \\ \text{Columnas:} & \text{Nudos (SI)} \end{cases}$$

Esta nueva matriz  $\widehat{S}_{LI}$  contiene las sensibilidades de los flujos de potencia activa en las ramas de interconexión (LI) respecto a la variación de las potencias activas inyectadas en los nudos de la red interna (SI), pero restringidos dichos flujos por los cambios en los flujos de potencia en las ramas de la red externa (SE). Esta última restricción (respecto a los cambios de los flujos en el sistema externo) es implícita al procedimiento de cálculo de la matriz  $S_f$  y, por tanto, al de la posterior construcción de la matriz  $\widehat{S}_{LI}$ .

Si el sistema interno (SI) es tratado como un área separada del sistema de potencia, éste puede ser representado como se muestra en la Figura 4.11, en la cual solamente se han representado los nudos frontera que el sistema interno posee con el sistema externo. Las inyecciones de potencia que se han colocado en dichos nudos, no son más que los flujos de potencia activa en las líneas de interconexión (LI) que convergen en esos nudos frontera.

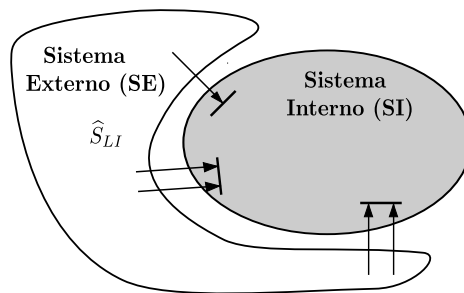


FIGURA 4.11 – Sistema Externo modelado como inyecciones de potencia.

Por analogía con el procedimiento seguido para la obtención de la matriz  $S_f$  (4.26), igualmente para el sistema de la Figura 4.11 es posible obtener una matriz  $\widehat{S}_f$  de sensibilidades entre los flujos de potencia activa en las ramas del sistema interno (SI) y las potencias activas inyectadas en los nudos del mismo. Esa matriz,  $\widehat{S}_f$ , sería:

$$\widehat{P}_f = \widehat{S}_f \widehat{P} = \left[ \widehat{X}^{-1} \widehat{A}^T \widehat{B}^{-1} \right] \widehat{P} \quad (4.29)$$

donde  $\widehat{P}_f$  denota el vector de flujos de potencia activa en las ramas del sistema interno y  $\widehat{P}$  el vector de potencias activas inyectadas en los nudos de ese sistema, inclusive los nudos que posea como frontera con el sistema externo. Las matrices  $\widehat{X}$ ,  $\widehat{B}$  y  $\widehat{A}$  tienen el mismo significado que el expuesto para la obtención de la ecuación (4.26), pero en este caso relativo al sistema interno.

La formación del vector  $\widehat{P}$ , ecuación (4.29), implica que éste posee elementos asociados a los nudos propiamente dichos del sistema interno y otros asociados a los nudos frontera de ese sistema con su sistema externo. Esa formación es aprovechada para representar el vector  $\widehat{P}$  como un conjunto de dos subvectores, tal y como se expone seguidamente.

$$\widehat{P} = \widehat{P}_{SI} + \widehat{P}_{LI} \quad (4.30)$$

donde  $\widehat{P}_{SI}$  es el vector de las potencias inyectadas en los nudos propiamente dichos del sistema interno y  $\widehat{P}_{LI}$  el de las potencias inyectadas en los nudos frontera que dicho sistema posea con el sistema externo. Con el vector  $\widehat{P}_{LI}$ , mediante inyecciones nodales de potencia activa, se están modelando las transferencias de potencia activa a través de las líneas de interconexión entre los sistemas interno y externo.

Pasando a la metodología propiamente dicha, la primera fase consiste en el cálculo de la variación  $\Delta\widehat{P}_f|_{SI}$  que se produce en los flujos de potencia activa en las ramas de la red interna (Figura 4.11), a consecuencia del cambio  $\Delta\widehat{P}_{SI}$  en las inyecciones de potencia activa en los nudos de esa red.

Al estar trabajando con un modelo en continua (sistema lineal), la variación  $\Delta\widehat{P}_f|_{SI}$  en los flujos de potencia activa en las ramas de la red interna puede ser calculada aplicando el principio de superposición; la expresión resultante es:

$$\begin{aligned} \widehat{P}_f|_{SI} &= \widehat{S}_f \left[ \widehat{P}_{SI} + \Delta\widehat{P}_{SI} \right] = \widehat{P}_f^0|_{SI} + \widehat{S}_f \Delta\widehat{P}_{SI} \\ \Rightarrow \Delta\widehat{P}_f|_{SI} &= \widehat{P}_f|_{SI} - \widehat{P}_f^0|_{SI} = \widehat{S}_f \Delta\widehat{P}_{SI} \end{aligned} \quad (4.31)$$

siendo  $\widehat{P}_f^0|_{SI}$  y  $\widehat{P}_f|_{SI}$  los vectores de los flujos de potencia activa en las ramas de la red interna en los escenarios previo y posterior, respectivamente, a los cambios  $\Delta\widehat{P}_{SI}$  en las potencias activas inyectadas en los nudos de esa red (interna). En (4.31) las variaciones  $\Delta\widehat{P}_{SI}$  son únicamente las debidas a contingencias en ramas y/o generadores, a deslastre de carga y a otras actuaciones con origen en la red interna (SI) y que, excluidos los nudos frontera, impliquen variaciones en las inyecciones de potencia activa en los nudos del sistema interno.

Es decir, el vector  $\Delta\widehat{P}_{SI}$  se construye de tal forma que no incluye los cambios en las inyecciones de potencia activa en los nudos de la red interna que son nudos frontera con la red externa. Recordar en este punto que las inyecciones de potencia activa en los nudos frontera, se modelan a partir de los flujos de potencia activa en las líneas de interconexión entre los sistemas externo e interno.

Por otra parte, la siguiente fase de la metodología propuesta consiste en la obtención de un vector  $\Delta\widehat{P}_{LI}$ , cuyos elementos no nulos son inyecciones de potencia activa en los nudos frontera entre los sistemas interno y externo. Dicho vector se obtiene como se indica seguidamente:

$$\widehat{P}_{LI} = \widehat{P}_{LI}^0 + \widehat{S}_{LI} \Delta\widehat{P}_{SI} \Rightarrow \Delta\widehat{P}_{LI} = \widehat{P}_{LI} - \widehat{P}_{LI}^0 = \widehat{S}_{LI} \Delta\widehat{P}_{SI} \quad (4.32)$$

donde  $\widehat{P}_{LI}^0$  es el vector de las inyecciones de potencia activa asociadas a los flujos de potencia en las líneas de interconexión en el caso base o estado previo a los cambios en las inyecciones de potencia en el sistema interno y  $\widehat{P}_{LI}$  es un vector de inyecciones de potencia activa generado a partir de los flujos de potencia activa en las líneas de interconexión pero en el estado posterior (post-contingencia) a los cambios en las inyecciones de potencia en el sistema interno. El vector  $\Delta\widehat{P}_{SI}$  ya se definió anteriormente, ecuación (4.31), e incluye los cambios en las potencias inyectadas en los nudos de la red interna.

En este punto es conveniente reseñar que tal y como se calcula el vector  $\Delta\widehat{P}_{LI}$ , ecuación (4.32), se debe tener presente que:

- Es un vector de inyecciones de potencia en los nudos frontera entre los sistemas interno y externo con el que se modelan los flujos de potencia entre esos sistemas a través de las líneas de interconexión.
- Que sus elementos (inyecciones de potencia activa) se ajustan a las variaciones de las inyecciones de potencia en los nudos del sistema interno, pero con la restricción implícita de tener en cuenta los cambios en los flujos de potencia en las ramas del sistema externo.

Esa restricción implícita la establece la matriz  $\widehat{S}_{LI}$  a partir de como es obtenida desde la matriz  $S_f$ , ecuación (4.28).

Finalmente, la última fase de la metodología propuesta consiste en el cálculo de los flujos de potencia activa en las ramas del sistema interno, tal y como se indica seguidamente:

$$\begin{aligned}\Delta\widehat{P}_f &= \widehat{S}_f \Delta\widehat{P} = \widehat{S}_f \left[ \Delta\widehat{P}_{SI} + \Delta\widehat{P}_{LI} \right] = \widehat{S}_f \left[ \Delta\widehat{P}_{SI} + \widehat{S}_{LI} \Delta\widehat{P}_{SI} \right] \\ &= \widehat{S}_f \Delta\widehat{P}_{SI} + \left[ \widehat{S}_f \widehat{S}_{LI} \right] \Delta\widehat{P}_{SI}\end{aligned}\quad (4.33)$$

donde ha sido usada la relación obtenida en (4.32).

### 4.3.2. Representación esquemática de la metodología propuesta

De forma esquemática en la Figura 4.12 se ha representado una comparativa entre la metodología propuesta y la correspondiente a la que emplea un equivalente externo Ward. El modelo de red equivalente Ward implica que el sistema al que representa (Sistema Externo) queda implementado mediante un sistema mallado, más unas inyecciones ficticias de valor fijo en los nudos frontera entre los sistemas externo e interno [17] [33] [78] [107] [108].

En la Figura 4.12 la zona con línea discontinua corresponde al procedimiento soportado en el modelo de red equivalente Ward y la representada con trazo continuo es el procedimiento que se propone.

En dicha figura, en la zona de trazo continuo, (SE) y  $\widehat{S}_{LI}$  indican el modelado del Sistema Externo mediante la matriz de sensibilidades entre los flujos de las líneas de interconexión entre los sistemas interno y externo y los cambios en las inyecciones de potencia en los nudos del Sistema Interno y, en la zona de trazo discontinuo, (SE) y Ward expresan la representación del Sistema Externo con una red equivalente Ward. Finalmente, en esa figura (SI) y  $\widehat{S}_f$  indican la representación convencional, sección 4.2.1, del Sistema Interno a partir de una matriz de sensibilidades entre los flujos de potencia activa en las ramas del mismo y las inyecciones nodales de potencia activa en los nudos de ese sistema.

Supuesta la hipótesis de que ambas metodologías se basan en el conocimiento de la matriz  $\widehat{S}_f$ , la diferencia principal que se deduce a partir de la Figura 4.12 es que con la metodología convencional soportada en un equivalente externo tal como el Ward, el análisis de fiabilidad implica que en cada estado post-contingencia es necesario un análisis topológico y la correspondiente obtención para ese estado de un nuevo equivalente de red externa (Ward') y una nueva matriz de sensibilidades ( $\widehat{S}'_f$ ).

Aspecto importante a destacar, es que en el caso de la metodología que se ha desarrollado, tanto el equivalente de red externa como las contingencias, que son modeladas como inyecciones nodales ficticias, se soportan en las matrices  $\widehat{S}_f$  y  $\widehat{S}_{LI}$ , con lo cual las contingencias son tratadas directamente en el problema de optimización sin necesidad de un previo análisis topológico.

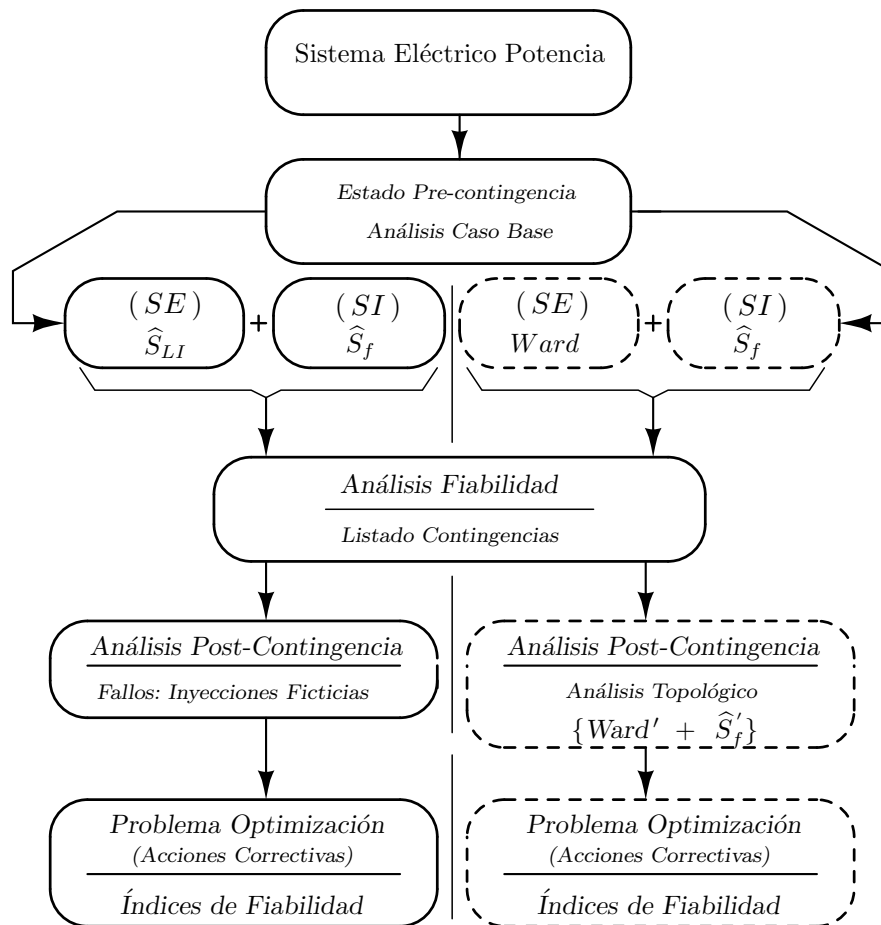


FIGURA 4.12 – Esquemático de las metodologías de análisis de fiabilidad con modelos basado en sensibilidades y en Ward.

Centrándonos en la metodología propuesta, indicar que el equivalente externo lo constituye, por una parte, la matriz de sensibilidades  $\hat{S}_{LI}$ , que expresa la influencia que sobre un área de un sistema de potencia ejerce la red externa a la misma y, por otra parte, el vector  $\Delta\hat{P}_{LI}$  que es un vector de inyecciones de potencia que se adaptan a los cambios de las inyecciones de potencia en el sistema interno, pero restringidas esas inyecciones por los flujos de potencia en el sistema externo.

Lo anterior facilita enormemente la inclusión en el problema de optimización del modelo de red equivalente propuesta en esta tesis. Téngase presente que el vector  $\Delta\hat{P}_{LI}$ , ecuación (4.32), es función del vector  $\Delta\hat{P}_{SI}$  de inyecciones nodales de potencia activa en el sistema interno, con lo cual cualquier cambio en un elemento de ese vector se traduce en que las potencias inyectadas desde el sistema externo al sistema interno, se adaptan automáticamente al nuevo estado del sistema. Esos cambios en los elementos del vector  $\Delta\hat{P}_{SI}$  pueden ser debidos a cambios en las condiciones de carga o a actuaciones correctivas tales como redespacho de la generación y/o deslastre de carga para volver el sistema a un estado normal tras una contingencia.

Finalmente, destacar que la aplicación del modelo propuesto de equivalente externo junto al modelado de contingencias mediante inyecciones nodales ficticias presentan la ventaja de la simplificación de la formulación del análisis de fiabilidad de un área de un sistema de potencia, cuando en el mismo se incluye la interacción de dicha área con su red externa. Además, como ya se comentó anteriormente, con la metodología propuesta se evita el análisis topológico post-contingencia y demás cálculos asociados al uso del procedimiento convencional.

### 4.3.3. El equivalente externo adaptativo y el problema de optimización

El punto de partida en el análisis de fiabilidad es el de un sistema operando en un estado pre-contingencia seguro (Figura 4.12), con lo cual en el caso base son conocidas las matrices  $\widehat{S}_f$  y  $\widehat{S}_{LI}$  y, en consecuencia, también son conocidos los flujos de potencia activa  $\widehat{p}_{rs}^0$  en todas las ramas del sistema que se va a analizar (ramas del Sistema Interno). En este apartado, en lo que sigue, se ha utilizado el acento circunflejo ( $\widehat{\phantom{x}}$ ) para hacer referencia a parámetros o variables del Sistema Interno.

Cuando se presenta una contingencia en el área analizada (Sistema Interno), la función objetivo del problema de optimización es la de retornar el sistema a un estado normal aplicando actuaciones correctivas tales como redespacho de la generación y/o deslastre de carga. Seguidamente, el resultado del problema de optimización es posteriormente tratado para el cálculo de los correspondientes índices de fiabilidad del área analizada (Figura 4.12).

En la metodología propuesta (Figura 4.12), el análisis de fiabilidad se ha planteado a partir de un flujo de cargas óptimo en continua (DC-OPF, Direct Current - Optimal Power Flow) basado en programación lineal [42] [90] [102] [110]. Como formulación de partida para el problema de optimización en continua, se ha tomado la formulación denominada DC OPF-FNI y que fue propuesta en la sección 4.2.3. A dicha formulación (DC OPF-FNI, sección 4.2.3) se le ha añadido la repercusión que en el área analizada (Sistema Interno) tiene la red externa a la misma con la que posea interconexiones, que es la otra aportación que se hace en este capítulo.

Suponiendo que las matrices  $\widehat{S}_f$  y  $\widehat{S}_{LI}$  son conocidas, el problema de optimización queda formulado para cada contingencia  $k$  (simple o múltiple) como sigue:

$$\min \quad \sum_{g \in \widehat{\mathcal{G}}} c_{g,u} \Delta \widehat{p}_{g,u} + \sum_{g \in \widehat{\mathcal{G}}} c_{g,d} \Delta \widehat{p}_{g,d} + \sum_{l \in \widehat{\mathcal{L}}} c_{l,s} \Delta \widehat{p}_{l,s} \quad (4.34)$$

sujeto a:

$$\sum_{g \in \widehat{\mathcal{G}}} (\Delta \widehat{p}_{g,u} - \Delta \widehat{p}_{g,d}) + \sum_{l \in \widehat{\mathcal{L}}} \Delta \widehat{p}_{l,s} + \sum_{e \in \widehat{\mathcal{E}}} (\Delta \widehat{p}_{e,u} - \Delta \widehat{p}_{e,d}) + \sum_{gf \in \widehat{\mathcal{G}}^k} \Delta \widehat{p}_{gf}^k = 0 \quad (4.35)$$

$$\Delta \widehat{p}_i^k = -\Delta \widehat{p}_j^k, \quad \Delta \widehat{p}_{gf}^k = -\widehat{p}_{gf}^0 \quad (4.36)$$

$$\Delta \widehat{p}_{g,u} \leq (\widehat{p}_{g,u}^{max} - \widehat{p}_{g,u}^0), \quad \Delta \widehat{p}_{g,d} \leq (\widehat{p}_{g,d}^0 - \widehat{p}_{g,d}^{min}), \quad \Delta \widehat{p}_{l,s} \leq \widehat{p}_{l,s}^{max} \quad (4.37)$$

$$\Delta \widehat{p}_{g,u} \geq 0, \quad \Delta \widehat{p}_{g,d} \geq 0, \quad \Delta \widehat{p}_{l,s} \geq 0, \quad \Delta \widehat{p}_{e,u} \geq 0, \quad \Delta \widehat{p}_{e,d} \geq 0 \quad (4.38)$$

$$\forall e \in \widehat{\mathcal{E}}, \forall ij \in \widehat{\mathcal{B}}^k, \forall i, j \in \widehat{\mathcal{N}}, k \in \widehat{\mathcal{C}}$$

#### Sistema Externo

$$\begin{aligned} -\widehat{p}_{LI}^{max} &\leq \widehat{p}_{LI}^0 + \sum_{e \in \widehat{\mathcal{E}}} \widehat{S}_{LI,e} (\Delta \widehat{p}_{e,u} - \Delta \widehat{p}_{e,d}) \\ &+ \sum_{g \rightarrow n} \widehat{S}_{LI,n} (\Delta \widehat{p}_{g,u} - \Delta \widehat{p}_{g,d}) + \sum_{l \rightarrow n} \widehat{S}_{LI,n} \Delta \widehat{p}_{l,s} \\ &+ \sum_{ij \in \widehat{\mathcal{B}}^k} \left( \widehat{S}_{LI,i} \Delta \widehat{p}_i^k + \widehat{S}_{LI,j} \Delta \widehat{p}_j^k \right) + \sum_{gf \rightarrow n} S_{LI,n} \Delta \widehat{p}_{gf}^k \leq \widehat{p}_{LI}^{max} \end{aligned} \quad (4.39)$$

$$\forall LI \in \widehat{\mathcal{B}}_{LI}, \forall LI \neq ij, \forall i, j \in \widehat{\mathcal{N}}, \forall k \in \widehat{\mathcal{C}}$$

**Ramas en servicio**

$$\begin{aligned}
-\widehat{p}_{rs}^{max} &\leq \widehat{p}_{rs}^0 + \sum_{g \rightarrow n} \widehat{S}_{rs,n} (\Delta \widehat{p}_{g,u} - \Delta \widehat{p}_{g,d}) + \sum_{l \rightarrow n} \widehat{S}_{rs,n} \Delta \widehat{p}_{l,s} \\
&+ \sum_{ij \in \mathcal{B}^k} \left( \widehat{S}_{rs,i} \Delta \widehat{p}_i^k + \widehat{S}_{rs,j} \Delta \widehat{p}_j^k \right) + \sum_{gf \rightarrow n} \widehat{S}_{rs,n} \Delta \widehat{p}_{gf}^k \\
&+ \sum_{e \in \widehat{E}} \widehat{S}_{rs,e} (\Delta \widehat{p}_{e,u} - \Delta \widehat{p}_{e,d}) \leq \widehat{p}_{rs}^{max}
\end{aligned} \tag{4.40}$$

$$\forall rs \in \widehat{\mathcal{B}}, \forall rs \neq ij, \forall i, j, n, r, s \in \widehat{\mathcal{N}}, \forall k \in \widehat{\mathcal{C}}$$

**Ramas en fallo** (virtualmente en servicio)

$$\begin{aligned}
\widehat{p}_{ab}^0 &= \left[ 1 - \left( \widehat{S}_{ab,a} - \widehat{S}_{ab,b} \right) \right] \Delta \widehat{p}_a^k - \sum_{g \rightarrow n} \widehat{S}_{ab,n} (\Delta \widehat{p}_{g,u} - \Delta \widehat{p}_{g,d}) - \sum_{l \rightarrow n} \widehat{S}_{ab,n} \Delta \widehat{p}_{l,s} \\
&- \sum_{ij \in \mathcal{B}^k} \left( \widehat{S}_{ab,i} \Delta \widehat{p}_i^k + \widehat{S}_{ab,j} \Delta \widehat{p}_j^k \right) - \sum_{gf \rightarrow n} \widehat{S}_{ab,n} \Delta \widehat{p}_{gf}^k \\
&- \sum_{e \in \widehat{E}} \widehat{S}_{ab,e} (\Delta \widehat{p}_{e,u} - \Delta \widehat{p}_{e,d})
\end{aligned} \tag{4.41}$$

$$\forall ab \in \widehat{\mathcal{B}}^k, \forall ab \neq ij, \forall i, j, n, a, b \in \widehat{\mathcal{N}}, \forall k \in \widehat{\mathcal{C}}$$

donde,

- $\widehat{E}$  es el conjunto de nudos del Sistema Interno que son nudos frontera con el Sistema Externo.
- $\widehat{\mathcal{B}}_{LI}$  es el conjunto de ramas de interconexión existentes entre los sistemas interno y externo.
- $\widehat{S}_{LI}$  representa las sensibilidades entre los flujos de potencia activa en las ramas de interconexión  $LI$  y los cambios en las inyecciones de potencia activa en los nudos del Sistema Interno.
- $\widehat{S}_{rs}$  y  $\widehat{S}_{ab}$  son sensibilidades asociadas, respectivamente, a las ramas del Sistema Interno que se encuentran en servicio y virtualmente en servicio. Expresan las sensibilidades de los flujos de potencia activa en las ramas de dicho sistema ante los cambios de potencia activa en los nudos del mismo.

Finalmente, respecto a las inyecciones nodales de potencia activa que en el problema de optimización modelan tanto las contingencias como la red externa al Sistema Interno, indicar que:

- $\Delta \widehat{p}_i^k$  y  $\Delta \widehat{p}_j^k$  son las inyecciones ficticias de potencia activa que modelan las ramas en situación de fallo en el estado  $k$  posterior a las actuaciones correctivas.
- $\Delta \widehat{p}_{e,u}$  y  $\Delta \widehat{p}_{e,d}$  corresponden, respectivamente, a las actuaciones de control de subir y/o bajar las inyecciones de potencia activa en los nudos  $e$  frontera entre los sistemas interno y externo en el estado  $k$  posterior a las actuaciones correctivas. Son inyecciones que modelan la repercusión que tiene en el Sistema Interno la red externa al mismo.

Estas inyecciones de potencia activa, modelando contingencias y la red externa, son tratadas y afectadas por las actuaciones de control del problema de optimización, de forma similar a como lo son el resto de inyecciones (generación y demanda). Con lo cual, en el caso de las variables  $\Delta \widehat{p}_{e,u}$  y  $\Delta \widehat{p}_{e,d}$ , lo que representan es un sistema equivalente externo adaptativo, porque con la formulación propuesta las inyecciones de potencia activa asociadas a dichas variables, se adecúan en todo momento a las condiciones de explotación del Sistema Interno.

#### 4.3.4. Simulaciones y resultados numéricos

El estudio comparativo presentado a continuación ha sido realizado a partir de las simulaciones desarrolladas con la red de prueba de 24 nudos IEEE-RTS [105], Figura 4.8.

Las simulaciones se han enfocado a la evaluación de la fiabilidad del área de sub-transporte a 138 kV de la red IEEE-RTS; por ello, ese área (sub-transporte) es la que se ha considerado como sistema interno (SI) y el área de generación y transporte a 230 kV es la que se ha tratado como sistema externo (SE). Los restantes datos de la citada red de prueba son los mismos que se han empleado en las simulaciones de la sección (4.2.4) de este capítulo.

Para validar el modelo de red equivalente externa basada en sensibilidades, dicho modelo se ha comparado con el convencional modelo Ward de red equivalente externa. En la Figura 4.13 se muestran conjuntamente los modelos de red equivalente Ward y red equivalente basada en sensibilidades. Obviamente, ambos son modelos de equivalente externo correspondientes al área de 230 kV de la red IEEE-RTS.

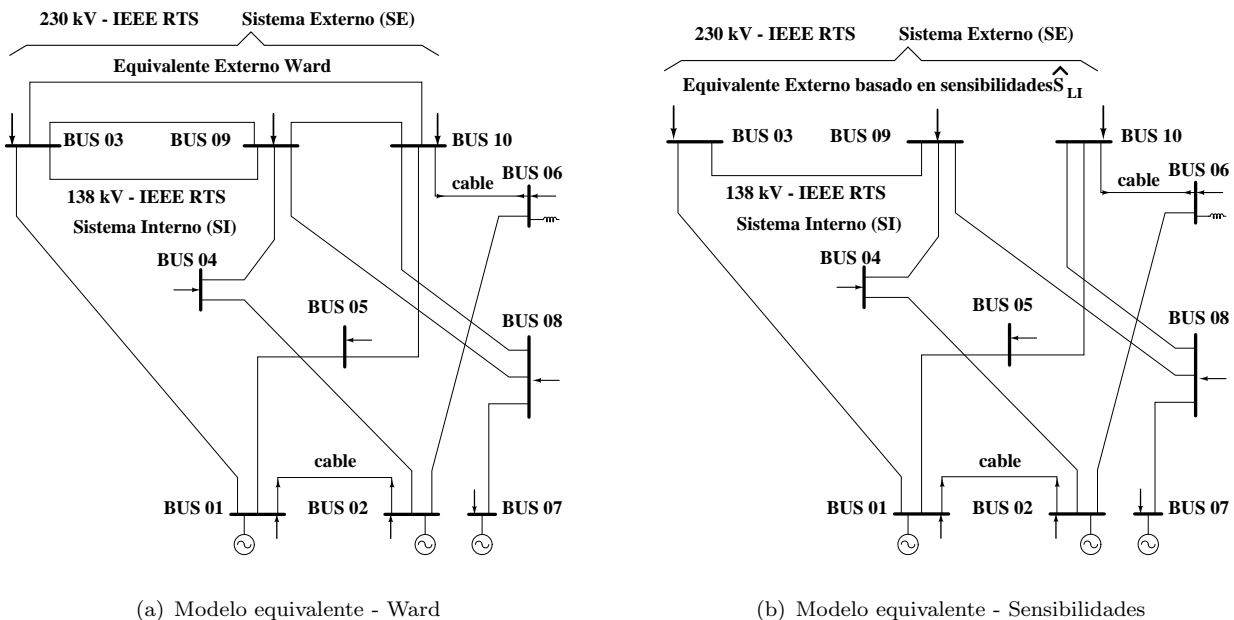


FIGURA 4.13 – Sistemas equivalentes Ward y basado en sensibilidades.

El análisis de fiabilidad llevado a cabo en cada simulación se ha soportado en la técnica de enumeración de estados. Esta se ha aplicado, en primer lugar, a todas las contingencias simples y, en segundo lugar, a todas las contingencias dobles, a las que dan lugar los elementos y equipos del área de 138 kV (red de sub-transporte) de la red IEEE-RTS.

A efectos del análisis de fiabilidad, el área de 230 kV de la red de prueba IEEE-RTS, se ha supuesto que es perfectamente fiable, indisponibilidad nula ( $U = 0$  pu), con lo cual no se han considerado contingencias asociadas a sus elementos y equipos. En consecuencia, las contingencias de los generadores, transformadores y líneas del área de transporte a 230 kV (Sistema Externo) no han sido tratadas en las simulaciones realizadas.

En este punto es preciso comentar que el empleo de un modelo equivalente implica diferencias en el cálculo del flujo de cargas, en relación a los resultados obtenidos en el caso de utilizar el modelo completo del sistema eléctrico de potencia.

Por lo tanto, también es preciso incidir en que en una posterior evaluación de la fiabilidad, esas diferencias quedan implícitamente incluidas en el análisis de sobrecargas que se haga de las ramas



del sistema interno y, en consecuencia, influyen en las actuaciones correctivas que en el problema de optimización se propongan en base a corregir dichas sobrecargas, así como en los índices de fiabilidad calculados a posteriori.

Para facilitar el seguimiento de la metodología y formulación propuestas, en los siguientes apartados la exposición se particulariza para el índice de fiabilidad PPC (Probabilidad de Pérdida de Carga); obviamente, iguales planteamientos se pueden hacer para cualquier otro de los usuales índices de fiabilidad, tales como PENS (Potencia Esperada No Suministrada), FPC (Frecuencia de la Pérdida de Carga) y los índices derivados EPC (Expectativa de Pérdida de Carga) y DPC (Duración de la Pérdida de Carga) (sección 2.4.1, Capítulo 2).

Por último, comentar que en los análisis de fiabilidad llevados a cabo con el modelo equivalente propuesto, las contingencias han sido modeladas como inyecciones nodales ficticias de potencia activa que es la primera aportación que se realiza en este capítulo de la tesis y en el caso de la red equivalente Ward, las contingencias han sido tratadas mediante un estudio convencional de fiabilidad, que ha conllevado un análisis topológico y un flujo de cargas a posteriori de cada una de esas contingencias.

#### 4.3.4.1. Análisis de fiabilidad. Caso de contingencia simple

A continuación, se expone el estudio de los resultados obtenidos en una evaluación de la fiabilidad extendida a todas las contingencias simples (10 generadores y 29 ramas) en el área a 138 kV (Sistema Interno) de la red IEEE-RTS.

Inicialmente, la evaluación de la fiabilidad ha sido llevada a cabo usando el modelo completo de la red IEEE-RTS y, una vez finalizada esa evaluación, los índices de fiabilidad obtenidos en la misma son los que han sido fijados como referencia para las posteriores evaluaciones realizadas aplicando los modelos de equivalente externo Ward y el de la metodología que se propone. Este último basado en las sensibilidades entre los flujos de potencia y las inyecciones nodales y en el modelado de fallos mediante inyecciones ficticias.

En las simulaciones con los equivalentes externo Ward y basado en sensibilidades, las diferencias en el cálculo de los índices de fiabilidad se han expresado como un porcentaje en relación a los índices de fiabilidad obtenidos cuando ha sido empleado el modelo completo de la red IEEE-RTS.

Una vez así expresadas esas diferencias, como errores porcentuales, estos han sido clasificados en intervalos en función del porcentaje de error respecto al índice de referencia, que es el calculado con el modelo completo de la red de prueba IEEE-RTS. En el caso del índice de fiabilidad PPC, los resultados obtenidos en las simulaciones, se encuentran recogidos en la Tabla 4.9.

TABLA 4.9 – Contingencias simples. Frecuencias del error en el cálculo del índice de fiabilidad PPC.

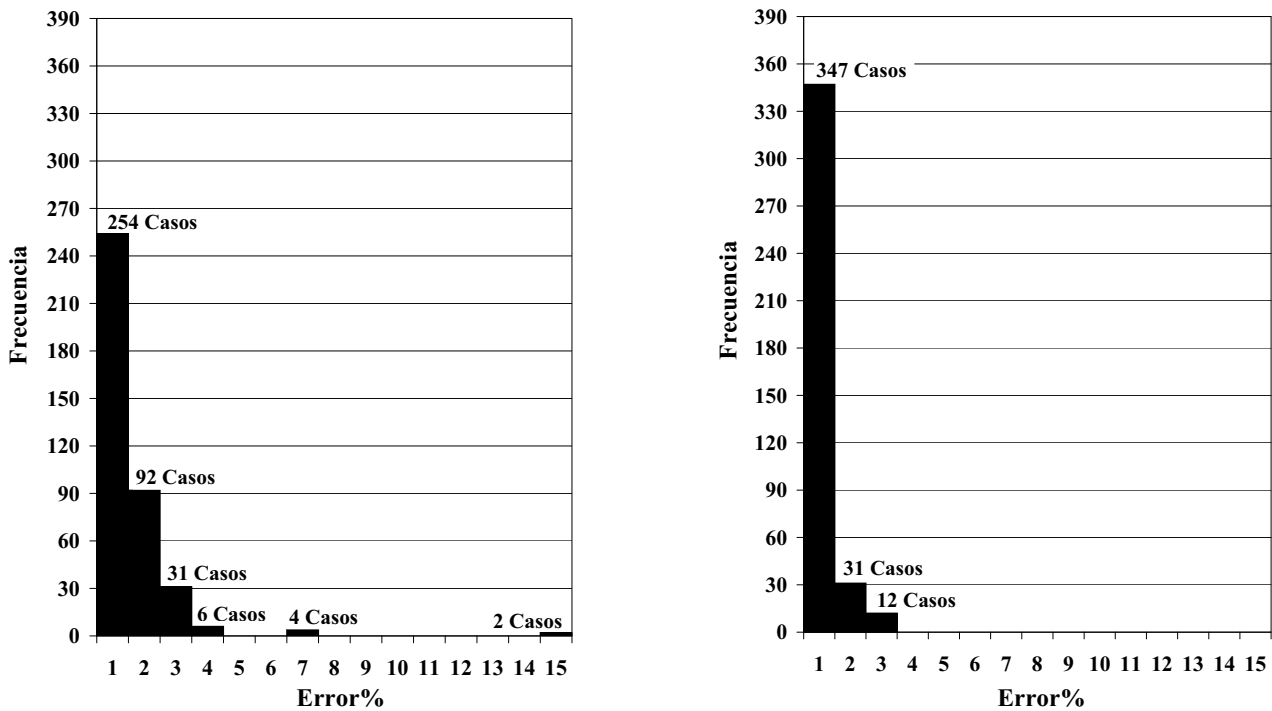
%	5	15	25	35	45	55	65	75	85	95	100
<i>W</i>	383	6	0	0	0	0	0	0	0	0	1
<i>S</i>	390	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

*W*: Modelo Ward    *S*: Modelo basado en sensibilidades

En la Tabla 4.9, se muestran las frecuencias (número de casos) existentes en cada intervalo de error en función del tipo de equivalente externo que ha sido empleado en la evaluación de la fiabilidad y sobre un total de 390 casos (39 contingencias simples y 10 nudos de carga). En esa tabla las filas *W* y *S* corresponden, respectivamente, a los modelos Ward y basado en sensibilidades.

En formato de diagrama de barras, la frecuencia del error en el cálculo del índice PPC, se presenta en la Figura 4.14(a) y en la Figura 4.14(b) para los modelos Ward y basado en sensibilidades, respec-

tivamente. Para mayor claridad, en esas figuras la representación se ha extendido solamente hasta el intervalo de un error máximo del 15 %.



(a) Equivalente Externo Ward.

(b) Equivalente Externo basado en Sensibilidades.

FIGURA 4.14 – Contingencias simples. Índice de fiabilidad PPC. Detalle de frecuencias del error.

Como muestra de caso singular, es de interés centrarse en la existencia de un error en el intervalo “ $95\% < \text{Error} \leq 100\%$ ” en la fila  $W$  de la Tabla 4.9. Ese caso se presenta cuando el modelo Ward es usado en la simulación, ahora bien, esa situación no ocurre cuando se emplea el equivalente externo basado en sensibilidades (fila  $S$  de la Tabla 4.9). La existencia de ese error indica que usando el modelo Ward el problema de optimización ha aplicado una acción correctiva consistente en un deslastre de carga, mientras que el citado deslastre no ha sido necesario emplearlo cuando la simulación se ha ejecutado con el modelo completo de la red IEEE-RTS.

La importancia de ese caso, se debe a que indica una situación de deslastre de carga que realmente no es necesaria, con lo cual corresponde a una actuación correctiva incorrecta que es propuesta cuando se emplea el modelo Ward en el análisis de fiabilidad del área de sub-transporte a 138 kV (Sistema Interno) de la red IEEE-RTS.

Siguiendo con el modelo Ward, también se aprecia en la Tabla 4.9 la existencia de 6 casos en el intervalo “ $5\% < \text{Error} \leq 15\%$ ”, e implica que en el cálculo del índice de fiabilidad PPC existen 6 casos en los que el error es mayor del 5% y diferente a lo sumo un 15% respecto al índice PPC calculado con el modelo completo de la IEEE-RTS.

Finalmente, comentar que cuando la metodología propuesta - equivalente externo basado en sensibilidades y modelado de fallos mediante inyecciones ficticias - es aplicada en la evaluación de la fiabilidad, las 39 contingencias simples analizadas dan lugar a errores diferentes a lo sumo un 5% respecto al calculado con el modelo completo de la IEEE-RTS, no existiendo caso alguno en los que se proponga una acción correctiva (deslastre de carga) innecesaria y diferente de las propuestas en la evaluación de la fiabilidad empleando el modelo completo de la red IEEE-RTS.

#### 4.3.4.2. Análisis de fiabilidad. Caso de contingencia doble

En este apartado se presentan las simulaciones para el caso del análisis de fiabilidad de las contingencias dobles asociadas solamente a los fallos debidos a los componentes del área de 138 kV (Sistema Interno) de la red IEEE-RTS; lo cual quiere decir, que en las simulaciones han sido excluidas todas las contingencias correspondientes a los fallos dobles en los que estuviera involucrado algún elemento (generador, línea o transformador) del área de 230 kV (Sistema Externo) de la citada red IEEE-RTS.

De forma similar al procedimiento comparativo empleado en la sección anterior (Caso de contingencia simple), inicialmente se ha realizado una simulación en la que se ha utilizado el modelo completo de la red IEEE-RTS y con la que se ha llevado a cabo el análisis de fiabilidad extendido a todas las contingencias dobles del área de sub-transporte a 138 kV (Sistema Interno) de la red IEEE-RTS.

Los valores de los índices de fiabilidad obtenidos en dicha simulación (usando el modelo completo de la red IEEE-RTS) son los que a la postre han sido fijados como referencia para la comparativa posterior, realizada a partir de los resultados de las simulaciones usando los modelos Ward y el propuesto en esta tesis.

Al igual que en la sección anterior, las simulaciones planteadas para el nivel de contingencia doble se han soportado en un proceso de enumeración de estados y en dicho proceso el total de estados analizados asciende a 741, que son los correspondientes al total de los fallos simultáneos dobles.

Una vez desarrollados los análisis de fiabilidad usando los dos modelos de equivalente externo antes indicados (Ward y propuesto), los errores resultantes para cada uno de esos dos modelos son los recogidos en la Tabla 4.10.

Por simplicidad, al igual que en la sección anterior, en la Tabla 4.10 solamente se presentan los resultados para el índice de fiabilidad PPC, pero iguales conclusiones se pueden sacar para los restantes índices de fiabilidad no incluidos en el presente estudio comparativo.

En la Tabla 4.10 los errores en el cálculo del índice PPC están expresados en tanto por ciento y deben entenderse referenciados a los valores obtenidos para dicho índice, cuando el análisis de fiabilidad es resuelto con el modelo completo de la red IEEE-RTS. En dicha tabla, el total de casos incluidos es de 7410 (741 contingencias dobles y 10 nudos de carga) y las filas denominadas *W* y *S* indican, respectivamente, los modelos Ward y basado en sensibilidades.

TABLA 4.10 – Contingencias dobles. Frecuencias del error en el cálculo del índice de fiabilidad PPC.

%	5	15	25	35	45	55	65	75	85	95	100
<i>W</i>	6446	634	129	41	12	1	1	1	1	2	142
<i>S</i>	7090	281	22	17	0	0	0	0	0	0	0

*W*: Modelo Ward    *S*: Modelo basado en sensibilidades

Los errores han sido agrupados en los intervalos que se muestran en la Tabla 4.10 y como se puede apreciar en la misma, el cálculo del índice de fiabilidad PPC implica una mayor dispersión de los errores cuando es empleado el modelo Ward, que cuando es utilizado el equivalente externo que se propone en este capítulo.

Es decir, utilizando el equivalente externo basado en sensibilidades y modelando los fallos mediante inyecciones ficticias, se obtienen valores de los índices de fiabilidad más próximos a los valores reales, que los obtenidos cuando se emplea el modelo Ward de equivalente externo.

Centrándonos en el equivalente externo basado en sensibilidades (fila *S*, Tabla 4.10), cuando éste se emplea en el análisis de fiabilidad, los errores que se producen muestran que sobre los 7410 casos posibles hay 7090 casos que se encuentran en el intervalo “0% < Error ≤ 5%”.

Lo anterior es equivalente a decir que cuando se utiliza el equivalente externo propuesto, en 7090 casos sobre un total de 7410 el error es menor del 5 %, en relación al cálculo del índice de fiabilidad PPC en los nudos de carga del área a 138 kV de la red IEEE-RTS.

En el caso del equivalente externo Ward, fila *W* de la Tabla 4.10, la primera circunstancia llamativa es la de la existencia de 142 casos en el intervalo “ $95 \% < \text{Error} \leq 100 \%$ ”. La existencia de esos casos se traduce en que, por una parte, son llevadas a cabo 142 actuaciones correctivas que implican un deslastre de carga y en que, por otra parte, realmente esas actuaciones correctivas son incorrectas, porque éstas no son propuestas en el problema de optimización cuando la simulación es llevada a cabo con el modelo completo de la red IEEE-RTS.

En las figuras 4.15(a) y 4.15(b) se presenta en formato de diagrama de barras, la frecuencia del error al que dan lugar los modelos de equivalente externo Ward y el propuesto, respectivamente, cuando son usados en el cálculo del índice de fiabilidad PPC en los nudos de carga del área a 138 kV de la red IEEE-RTS. En las figuras de la Tabla 4.15 solamente se muestran en detalle los intervalos asociados a errores de cálculo entre el 0 % y el 35 %, por ser los intervalos que tienen una mayor frecuencia de error.

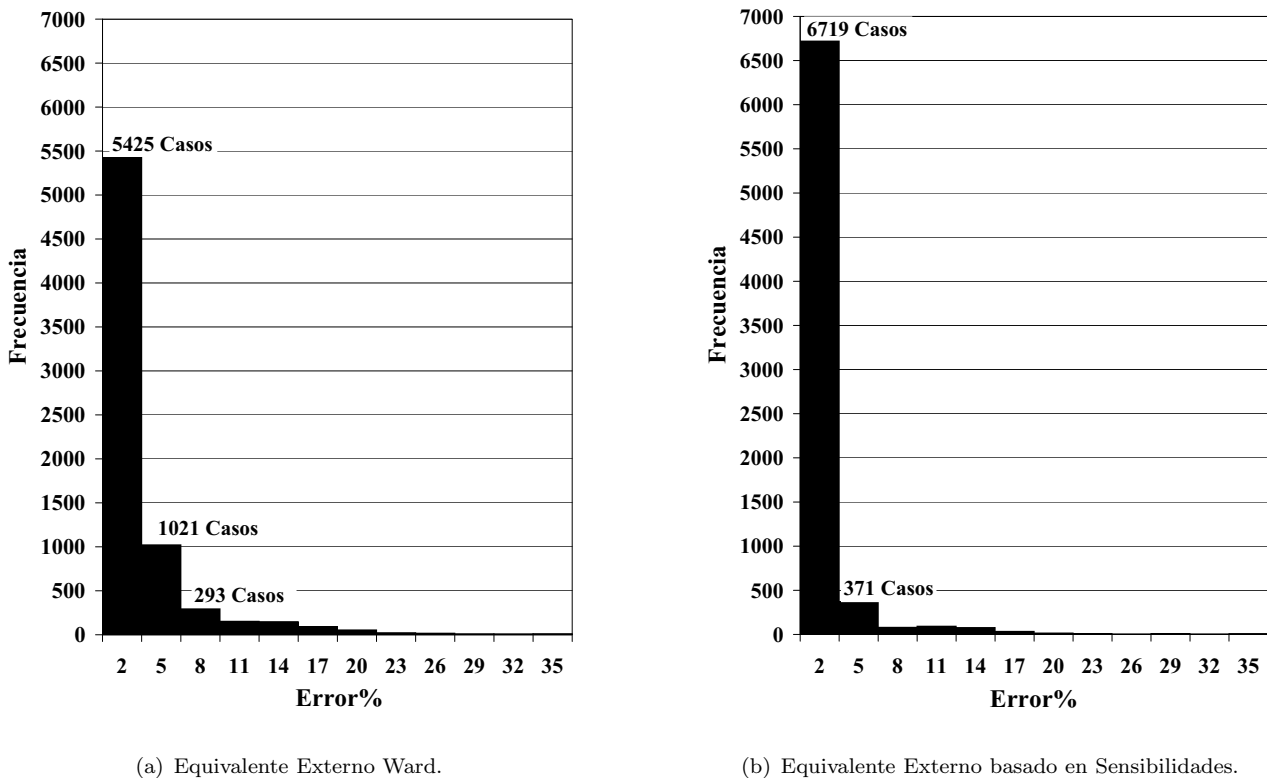


FIGURA 4.15 – Contingencias dobles. Índice de fiabilidad PPC. Detalle de frecuencias del error.

Independientemente de los valores numéricos, la cuestión realmente importante es que existen 142 casos en los que en el cálculo del índice de fiabilidad PPC, el error cometido es del “100 %” si se utiliza el equivalente externo Ward, en lugar de ser usado del modelo completo de la red IEEE-RTS.

Y otro punto igualmente importante y que queda claramente puesto de manifiesto en la Tabla 4.10, es el debido a que cuando se utiliza el modelo que se ha desarrollado - basado en sensibilidades y modelado de los fallos mediante inyecciones ficticias - en ningún estado post-contingencia se propone un deslastre de cargas que no haya sido propuesto igualmente en las simulaciones llevadas a cabo con

el modelo completo de la red IEEE-RTS.

Tal y como ha quedado expuesto, por una parte, es evidente que el modelo Ward da lugar a actuaciones correctivas que provocan un deslastre de carga en el área de sub-transporte a 138 kV (Sistema Interno) de la red IEEE-RTS, que no son necesarios en el análisis de fiabilidad cuando es empleado el modelo completo de la red IEEE-RTS.

Por otra parte, el equivalente externo propuesto - basado en sensibilidades y en el modelado de los fallos mediante inyecciones ficticias - produce unos resultados más cercanos a los que da lugar el modelo completo de la red IEEE-RTS en el análisis de fiabilidad para el nivel de contingencia doble de su área a 138 kV.

Para finalizar este apartado comentar que el estudio comparativo entre los equivalentes externos Ward y el basado en sensibilidades, pone de manifiesto que tanto en el nivel de contingencia simple, como en el nivel de contingencia doble del análisis de fiabilidad del sub-sistema de reparto a 138 kV (Sistema Interno) de la red IEEE-RTS, los valores obtenidos con el equivalente que se propone presentan menor error en su cálculo, que los valores obtenidos con el modelo Ward de equivalente externo.



## Capítulo 5

# Análisis de fiabilidad considerando el modelo detallado de las subestaciones

### 5.1. Introducción

Unida a las importantes funciones que tienen encomendadas las subestaciones AT/MT (subestaciones reductoras de alta tensión a media tensión) en relación a la gestión y explotación de las redes malladas de distribución, también se encuentra su particular ubicación en los sistemas eléctricos de potencia. Dicha ubicación implica que este tipo de subestaciones sean unas instalaciones que repercuten directamente en la continuidad de servicio (fiabilidad) de los sistemas de distribución en alta y media tensión [1] [20] [28] [67] [62] [93] [109].

La determinación de su impacto en la fiabilidad de las redes de distribución AT y MT, se realiza mediante el modelado de las subestaciones de forma que posibilite el cálculo de los índices de fiabilidad de sus nudos de suministro en AT y de sus nudos de carga/demanda en MT [29] [35] [37] [43] [47] [51].

En los análisis de los sistemas de energía eléctrica, los modelos aplicados a las subestaciones son los denominados “modelo nudo-simple” y “modelo en detalle” [5] [13] [27] [29] [43] [47] [51] [68] [31]. En ambos casos esas denominaciones se deben al tratamiento que con esos modelos le es dado a las subestaciones.

Cuando en los análisis de fiabilidad son usados los denominados “modelo nudo-simple” y “modelo en detalle”, los aspectos básicos de estos análisis convencionales son:

- En el caso del modelo nudo-simple, al ser aplicado a las subestaciones, éstas son tratadas como un mero nudo eléctrico. El uso de este modelo en el análisis de fiabilidad de un sistema eléctrico de potencia, conlleva que los equipos y componentes de las subestaciones no sean incluidos en el análisis de fiabilidad y, solamente, sean contempladas las contingencias debidas a los fallos de las ramas y de los grupos de generación del sistema eléctrico al que pertenecen las subestaciones.

La no consideración en el análisis de fiabilidad de las contingencias asociadas a los equipos y componentes de las subestaciones implica suponer que esos elementos son elementos ideales. Un equipo ideal es aquel que nunca falla, es decir, es un equipo perfectamente fiable, lo que equivale a que está continuamente disponible, o a que su indisponibilidad es nula (Apéndice A).

- En el caso del modelo en detalle, todos los equipos y componentes de las subestaciones son

enumerados en el análisis de fiabilidad, conjuntamente con las líneas y los grupos de generación del sistema eléctrico.

Obviamente, el modelo en detalle tiene el inconveniente del aumento de la magnitud del problema a resolver respecto al modelo nudo-simple. Esto hace al tratamiento convencional del modelo en detalle prácticamente inabordable en una planificación a 24 horas vista en sistemas eléctricos reales.

A diferencia de los enfoques tradicionales que consideran disjuntos el análisis de la fiabilidad de una subestación representada por su modelo en detalle y el análisis de fiabilidad de un sistema representado por el modelo nudos-ramas, que implica subestaciones consideradas como nudo-simple, [3] [5] [10] [12] [29] [43] [51] [96], la metodología propuesta conlleva la combinación de los mismos y se propone como alternativa a los estudios convencionales de fiabilidad en los que a efectos de planificación es necesario o conveniente el uso de los modelos en detalle de las subestaciones, ya que con la misma se reduce la magnitud de problema a resolver en relación al tratamiento convencional.

Esta nueva metodología se ha soportado en el método de Enumeración de Estados y la aplicación de la misma ha proporcionado en los casos analizados unos resultados suficientemente precisos y en unos tiempos de cálculo aceptables inclusive para una planificación a corto plazo (24 horas).

Dado que no coinciden exactamente el convencional modelo nudo-simple aplicado a las subestaciones y el modelado de las mismas incluido en la metodología que se propone, en lo sucesivo a este último se denomina “modelo condensado”. Igualmente, en el tratamiento del modelo en detalle de las subestaciones, tampoco coinciden el procedimiento convencional y el procedimiento propuesto, por ello, al que se presenta en este capítulo se denomina “análisis de fiabilidad individualizado de cada una de las subestaciones representadas por su modelo detallado”.

Por último, comentar que además de una precisión y un tiempo de cálculo aceptables, con la metodología propuesta se facilita el cálculo de los índices de fiabilidad tanto de cada nudo eléctrico AT, como de cada demanda de carga que en MT exista en una subestación. Estos son índices de fiabilidad desde los puntos de vista del sub-transporte (AT) y de la distribución (MT), respectivamente.

## 5.2. Descripción de la metodología propuesta

La metodología que se propone se ha representado de forma esquemática en la Figura 5.1. Los procesos que componen dicha metodología son: análisis de fiabilidad del modelo nudos-ramas usando el modelo condensado, análisis de fiabilidad de cada una de las subestaciones representadas por su modelo detallado y análisis del modelo en detalle del sistema.

De esos procesos dos pueden ser desarrollados en paralelo, uno asociado al modelo condensado y el otro correspondiente al análisis individualizado del modelo detallado de cada una de las subestaciones. El tercer proceso consiste en el análisis del modelo en detalle del sistema eléctrico de sub-transporte a partir de los resultados obtenidos en los dos procesos anteriores.

Estos tres procesos se detallan seguidamente y para ello se empleará como ejemplo la Figura 5.2. En esa figura se ha representado un sistema mallado de sub-transporte de tres nudos, comprendiendo dicha representación tanto el modelo en detalle del sistema, como su modelo convencional nudos-ramas.

- **Análisis de fiabilidad usando el modelo condensado de las subestaciones.**

La principal diferencia y ventaja de la aplicación del modelo propuesto (modelo condensado) en relación al modelo convencional (modelo nudo-simple), radica en que cada demanda de carga que exista en el lado MT de una subestación es considerada y tratada de forma individualizada. Se debe tener presente que en el análisis clásico de la fiabilidad del modelo nudos-ramas de un sistema eléctrico, la demanda de carga en el lado de MT de una subestación se agrupa en una única inyección en el nudo que la represente.



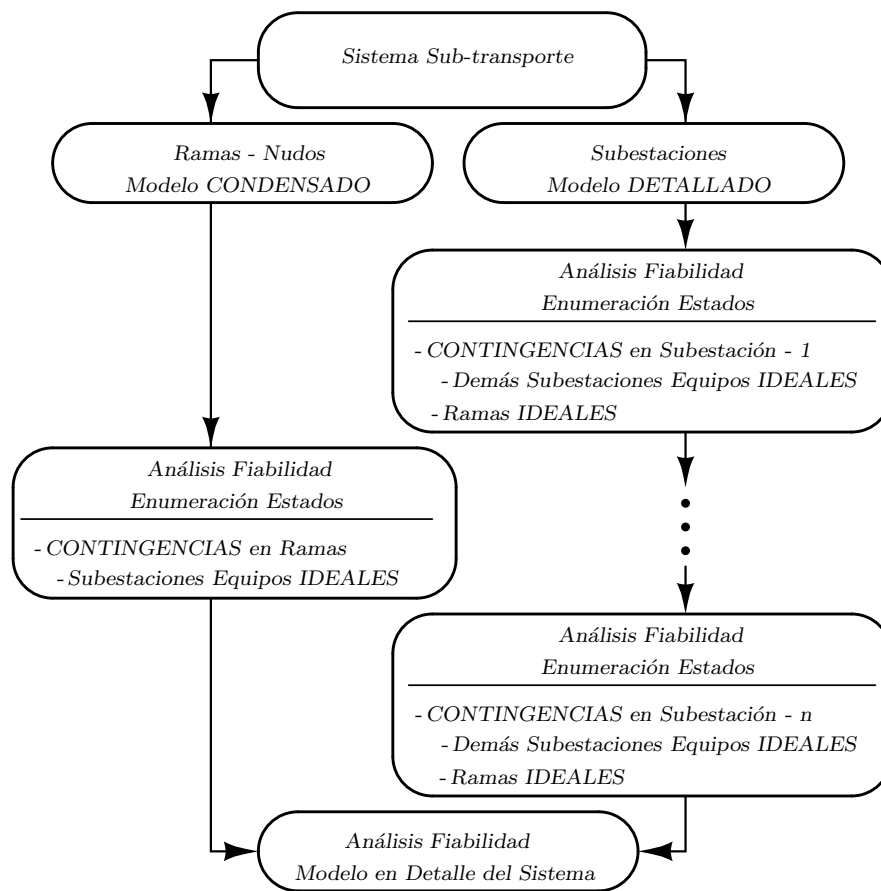


FIGURA 5.1 – Esquema de la Metodología Propuesta.

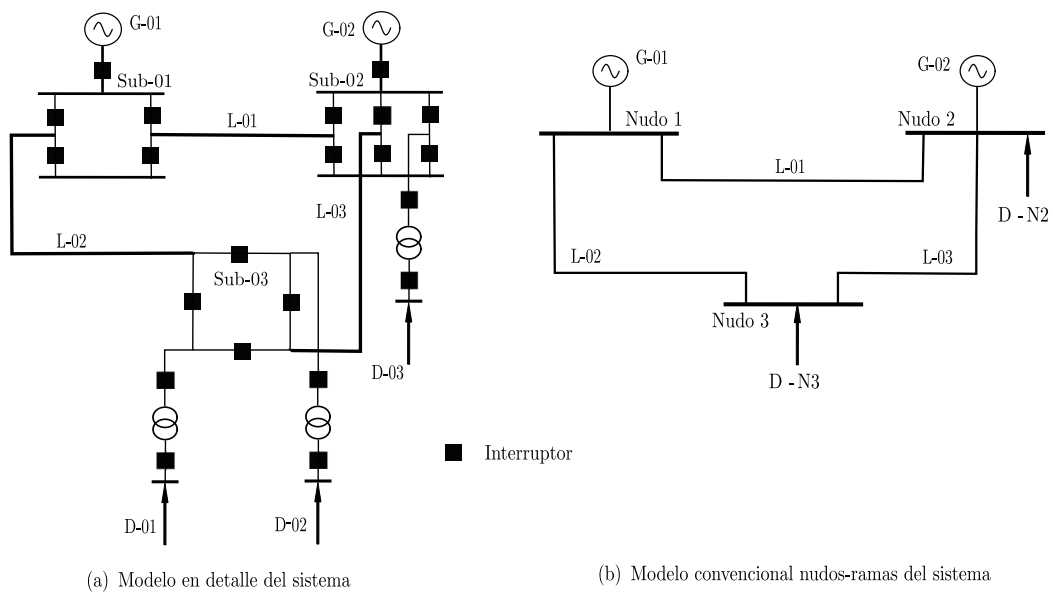


FIGURA 5.2 – Modelo en detalle de un sistema mallado de tres nudos y modelo convencional nudos-ramas.

En el caso del sistema tomado como ejemplo (Figura 5.2.a), el análisis de fiabilidad del modelo condensado (modelo propuesto) se extiende al listado de contingencias que se ha representado en la Figura 5.3; es decir, igual que en un análisis convencional del modelo nudos-ramas de un sistema eléctrico. Ahora bien, nótese que la aplicación del modelo propuesto implica que las dos demandas de carga que existen en la subestación “Sub-03” (Figura 5.2.a) quedan representadas de forma individualizada en el nudo-simple asociado a dicha subestación en la Figura 5.3.

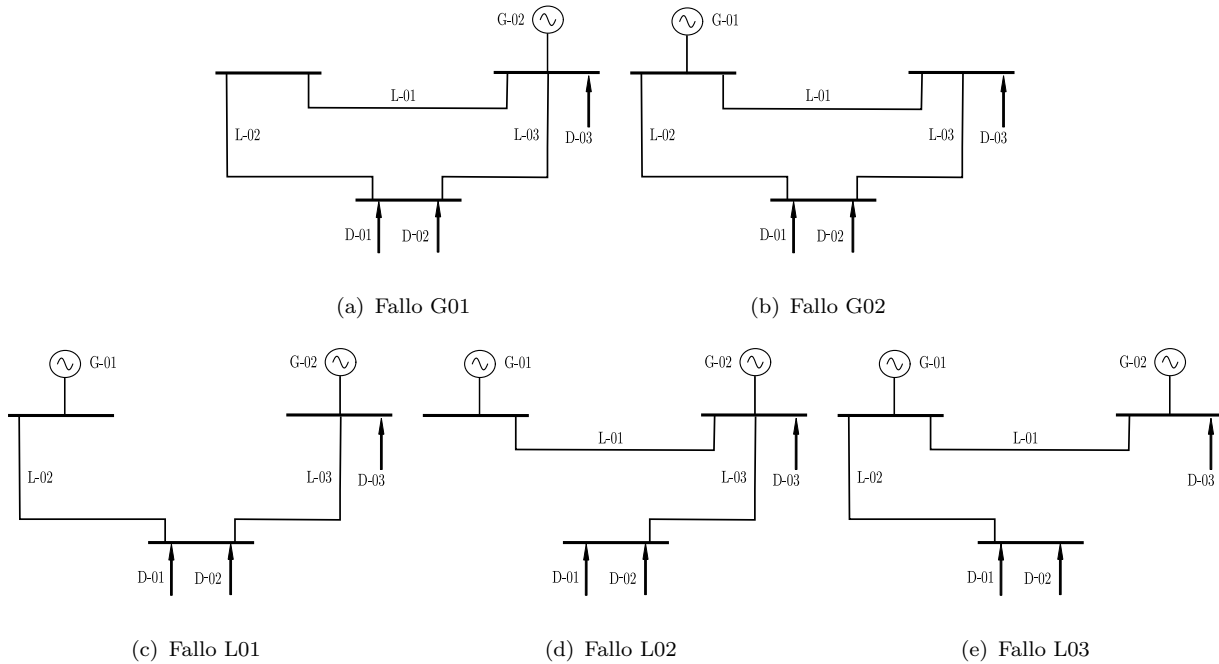


FIGURA 5.3 – Contingencias modelo condensado propuesto.

El proceso propuesto de evaluación de la fiabilidad del modelo condensado, al igual que en el análisis de un modelo nudos-ramas convencional, se lleva a cabo suponiendo ideales (perfectamente fiables) los equipos de todas las subestaciones que pertenecen al sistema mallado de sub-transporte. Por tanto, este análisis de fiabilidad se desarrolla enumerando solamente las contingencias debidas a los fallos de las ramas (líneas AT) del sistema mallado de sub-transporte y de los grupos de generación existentes en el mismo.

Indicar también que en el procedimiento propuesto cuando se enumera cada fallo incluido en el listado de contingencias, la evaluación de cada uno de esos fallos incluye el cálculo de los índices de fiabilidad por cada nudo de carga existente en el nivel MT de cada subestación.

Por tanto, a diferencia del modelo convencional, para el que desde el punto de vista del nivel AT (sub-transporte) solamente se obtiene un índice de fiabilidad por cada subestación (nudo eléctrico), con el modelo propuesto desde el punto de vista del nivel AT se obtienen tantos índices de fiabilidad como puntos de demanda existan en la subestación.

- **Análisis de fiabilidad individual de cada una de las subestaciones representadas por su modelo detallado.**

El planteamiento en esta fase de la metodología propuesta en la Figura 5.1, es la ejecución de un proceso secuencial con el que se evalúa una a una la configuración generada al modelar en detalle de forma individual cada una de las subestaciones de la red mallada del sistema eléctrico de sub-transporte.

En el caso del sistema usado como ejemplo (Figura 5.2.a), el estudio de la fiabilidad individualizado de cada una de las subestaciones representadas por su modelo detallado, se desarrolla acorde a la secuencia mostrada en la Figura 5.4.

Con la secuencia expuesta en esa figura se ha tratado de hacer ver que el análisis individualizado de la configuración de cada subestación, se desarrolla enumerando solamente las contingencias debidas a los equipos de la subestación cuyo modelo en detalle está siendo evaluado. Lo anterior es equivalente a suponer que en el sistema de sub-transporte, desde el punto de vista de la fiabilidad, son ideales las líneas AT, los grupos de generación y los equipos de las restantes subestaciones incluidos los transformadores.

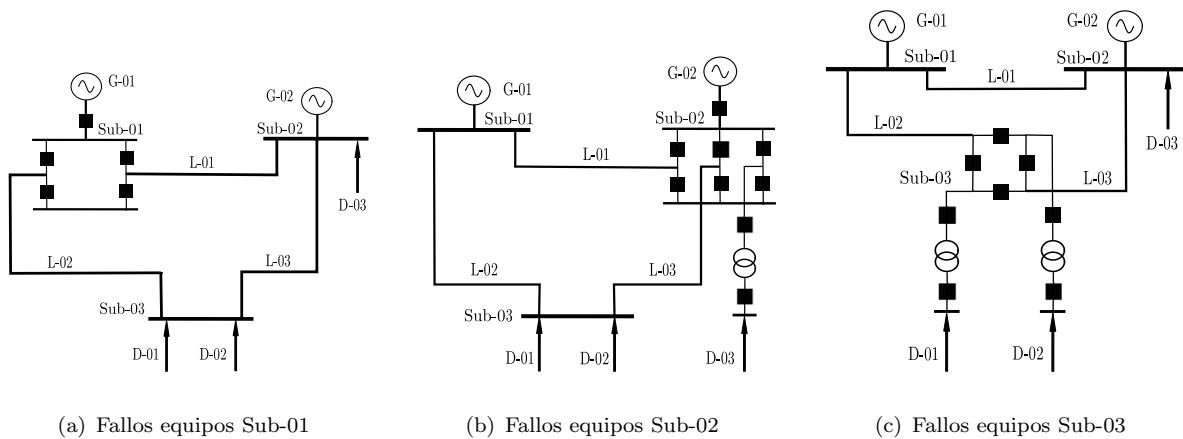


FIGURA 5.4 – Contingencias modelo detalle propuesto.

Recordar que tal y como se comentó en el Capítulo 2, a diferencia del análisis estándar, el análisis presentado del modelo en detalle considera la configuración de cada subestación como algo incluido en el sistema de sub-transporte y no como algo aislado del mismo. Por tanto, el análisis que se ha presentado en este apartado no es un análisis clásico de fiabilidad para determinar la idoneidad de la configuración de la subestación [3] [10] [12] [29] [43] [51] [96], sino que en él es tomada en cuenta la interacción entre las subestaciones a partir de la configuración de la red mallada de sub-transporte.

Cuando se enumeran los fallos de los equipos de la subestación representada por su modelo en detalle, la formulación asociada a esta fase del análisis de fiabilidad proporciona la repercusión que esos fallos tienen en los nudos de carga de la subestación a la que pertenecen esos equipos, así como en los nudos de carga de las restantes subestaciones del sistema de sub-transporte. Esto último, en lo que sigue en esta tesis, se denomina “deslastres cruzados” o “correlación entre deslastres”.

Por tanto, con el modelo en detalle propuesto, la mejora introducida consiste en que dicho modelo permite determinar tanto la incidencia que tiene en una subestación las contingencias ocurridas en la misma, como la repercusión que tiene en sus índices de fiabilidad los fallos de los equipos y componentes de las restantes subestaciones con las que conforman la red mallada de sub-transporte a la que pertenecen.

- **Modelo en Detalle del Sistema.**

Esta fase implica una evaluación de la fiabilidad del sistema de sub-transporte, a partir de los índices de fiabilidad obtenidos en las dos evaluaciones anteriormente comentadas.

El cálculo de los índices de fiabilidad individuales y globales, se lleva a cabo a partir de la combinación de los índices de fiabilidad calculados en las dos procesos anteriores a este. Previa a esa combinación, a los citados índices de fiabilidad se les afecta de las probabilidades de los estados no considerados en los análisis de fiabilidad desarrollados para el modelo condensado y para el modelo en detalle propuestos.

Estos índices de fiabilidad permiten determinar cuál es la subestación crítica, o subestaciones críticas, respecto a los índices de fiabilidad, entendiéndose por subestación crítica aquella que posee unos índices de fiabilidad que expresan una mayor probabilidad de pérdida de carga, respecto a la que habría en las restantes subestaciones del sistema eléctrico.

### 5.3. Formulación de la metodología propuesta

Para facilitar el seguimiento de la metodología y formulación propuestas, en los siguientes apartados la exposición se particulariza para el índice de fiabilidad PPC (Probabilidad de Pérdida de Carga), aunque iguales planteamientos se pueden hacer para cualquier otro índice de fiabilidad (sección 2.4.1).

#### 5.3.1. Evaluación de la fiabilidad usando el modelo condensado

En la Figura 5.5 se muestra la representación simplificada de un sistema eléctrico de sub-transporte. La finalidad de esa representación es la de resaltar la subestación asociada al “Nudo  $k$ ”, así como las líneas AT con las que dicho nudo está conectado con el sistema de sub-transporte. La subestación  $k$  se ha supuesto que posee  $q$  nudos de carga en su lado de distribución en MT, los cuales corresponden a redes radiales de distribución MT (feeders) que parten desde esos nudos.

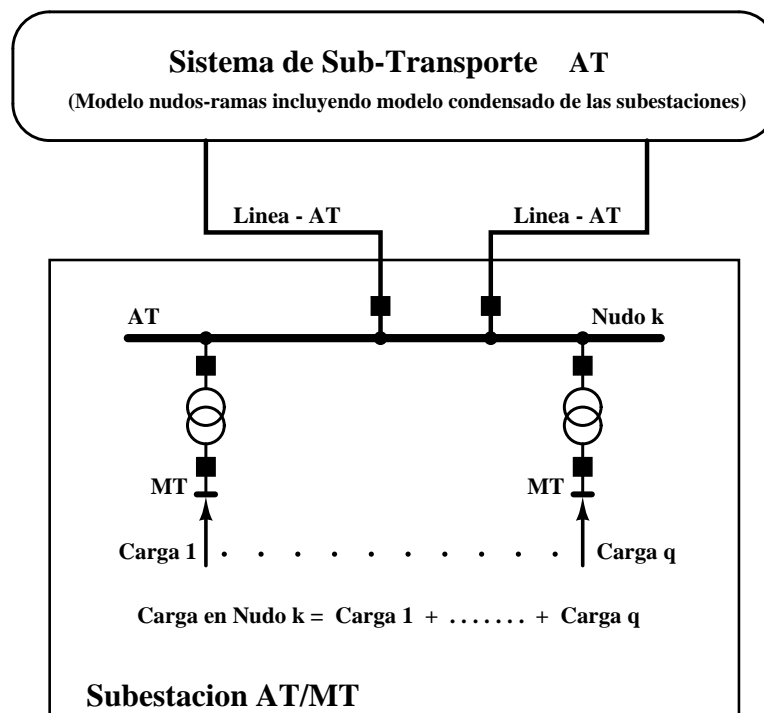


FIGURA 5.5 – Modelo condensado del Nudo  $k$ .

Los transformadores AT/MT también se han incluido en la Figura 5.5 para mayor claridad de las explicaciones relativas al empleo del modelo condensado (modelo propuesto) cuando hay más de un punto de demanda de carga en una subestación. Ahora bien, en el análisis de fiabilidad del modelo condensado dichos transformadores son considerados como elementos ideales al igual que el resto de elementos y demás equipos de la subestación que está asociada al nudo  $k$ .

Insistir en este punto que la formulación desarrollada en este apartado proporciona los índices de fiabilidad del modelo condensado bajo el supuesto de la idealidad de los equipos de las subestaciones. Es decir, el cálculo de esos índices se realiza suponiendo que la probabilidad de fallo (indisponibilidad) de los equipos de las subestaciones del sistema de sub-transporte es igual a cero.

También es importante resaltar que el modelo condensado implementado en esta fase del análisis de fiabilidad, es un modelo multi-inyección tanto en demanda como en generación. Dicho modelo incluye la habilitación, en el caso de la demanda, de la asignación de costes individuales al deslastre para cada uno de los  $q$  nudos de carga  $y$ , en el caso de la generación, la asignación de costes individuales a cada uno de los generadores para el supuesto de que alguna contingencia hiciese necesaria la reprogramación de la generación. Por tanto, la representación multi-inyección que se ha implementado (modelo condensado), habilita el cálculo de los índices de fiabilidad asociados a cada uno de los nudos de carga que en MT posea cada subestación del sistema de sub-transporte.

Tomando como referencia el nudo  $k$  del sistema representado en la (Figura 5.5), lo expuesto a continuación para el mismo le es igualmente aplicable a todos los demás nudos (subestaciones) pertenecientes al citado sistema eléctrico de sub-transporte.

Si se supone que el sistema de la Figura 5.5 está operando con un determinado nivel de carga  $y$  y que dicho sistema se encuentra en un estado  $s$ , la probabilidad  $p(s)$  de ese estado es:

$$p(s) = \prod_{e=1}^{n_u} U_e \cdot \prod_{e=1+n_u}^N (1 - U_e) \quad (5.1)$$

donde  $N$  es el número total de los elementos constituyentes del modelo nudos-ramas (líneas AT y grupos de generación) del sistema de sub-transporte,  $n_u$  expresa el número de esos elementos que están indisponibles en el nivel de carga analizado y  $U_e$  es la indisponibilidad (probabilidad de estar indisponible) del elemento  $e$  (línea AT o generador).

De acuerdo a lo indicado en el Apéndice A, la indisponibilidad  $U_e$  de cada equipo se calcula a partir de las tasas de fallo ( $\lambda_e$ ) y de reparación ( $\mu_e$ ) del citado equipo y el estado  $s$  del sistema es cualquier estado posible de todos los que resulten de la consideración del estado de disponibilidad o indisponibilidad de los  $N$  elementos pertenecientes al sistema analizado.

Si el análisis de fiabilidad se soporta en un proceso de Enumeración de Estados, cada nivel de contingencia “ $N - i$ ” del sistema analizado tiene una probabilidad  $P(s)$  de ocurrencia dada por:

$$P(s) = \sum_{s \in (N-i)} p(s) = \sum_{s \in (N-i)} \left( \prod_{e=1}^{n_u} U_e \cdot \prod_{e=1+n_u}^N (1 - U_e) \right) \quad (5.2)$$

con:

$$i \in \{0, 1, \dots, N\} \quad \text{y} \quad n_u \in \{0, 1, \dots, i\}$$

Es conveniente en este punto, hacer mención a que:

- “ $N - i$ ” es una forma genérica de expresar el nivel de contingencia para el que se realiza el análisis de fiabilidad. Equivale a que se analicen todos aquellos estados  $s$  en los que  $i$  equipos se encuentren indisponibles (fuera de servicio) de forma simultánea en un sistema constituido por  $N$  equipos.

- Prefijado un nivel de contingencia “ $N - i$ ”, el número de estados “ $C_s|_{(N-i)}$ ” que deben ser analizados en ese nivel es:

$$C_s|_{(N-i)} = \frac{N!}{i! \cdot (N-i)!}$$

- En el caso particular de “ $i = 0$ ” se tiene que “ $n_u = 0$ ”, con lo cual solamente debe ser analizado un estado  $s$  que es el estado de “no fallo simultaneo” de todos los  $N$  elementos (equipos) del sistema cuya fiabilidad está siendo evaluada. La probabilidad asociada al nivel de contingencia “ $N - 0$ ” o estado de no fallo de dicho sistema está dada por:

$$P(N - 0) = \left( p(N - 0) = \prod_{e=1}^N (1 - U_e) \right)$$

- A título de ejemplo, en un sistema con “ $N = 3$ ” equipos, si se considera “ $i = 2$ ” la probabilidad asociada al nivel de contingencia “ $N - i$ ” está dada por:

$$P(N - 2) = [U_1 \cdot U_2 \cdot (1 - U_3)] + [U_1 \cdot (1 - U_2) \cdot U_3] + [(1 - U_1) \cdot U_2 \cdot U_3]$$

donde  $U_1$ ,  $U_2$  y  $U_3$  son las indisponibilidades (probabilidad de estar indisponible) de los equipos 1, 2 y 3, respectivamente.

En el análisis de fiabilidad soportado en un proceso de Enumeración de Estados y aplicado al modelo condensado (Figura 5.5), se tiene que la probabilidad acumulada  $P(s)^{acu}$  hasta el nivel  $N - \ell$ , inclusive, está dada por:

$$P(s)^{acu} = \sum_{(N-0)}^{(N-\ell)} P(s) = \sum_{(N-0)}^{(N-\ell)} \left( \sum_{s \in (N-i)} p(s) \right) \quad (5.3)$$

La probabilidad proporcionada con la ecuación (5.3), tiene ligada un parámetro que sirve para medir la calidad del análisis de fiabilidad. Ese parámetro se determina mediante la probabilidad  $P(s)_R$ , que es la probabilidad asociada a todos los niveles de contingencia no incluidos en el proceso de Enumeración de Estados. Tal y como se expone en (5.4), su cálculo es inmediato a partir (5.3).

$$P(s)_R = 1 - P(s)^{acu} = 1 - \left[ \sum_{(N-0)}^{(N-\ell)} \left( \sum_{s \in (N-i)} p(s) \right) \right] \quad (5.4)$$

donde  $N - \ell$  expresa el nivel de contingencia hasta el que se ha extendido el análisis de fiabilidad soportado en el proceso de Enumeración de Estados.

En el caso particular de la subestación  $k$  (Figura 5.5), el cálculo del índice de fiabilidad PPC para cualquier un nudo  $j$  de carga de la misma, se realiza como se expone seguidamente:

$$PPC_{(k,j)} = \sum_{s \in s_{(k,j)}} p(s) \quad (5.5)$$

donde, el subíndice  $s_{(k,j)}$  hace referencia al sub-conjunto de estados del modelo condensado del sistema de sub-transporte en los que se produce una interrupción del suministro en el nudo  $j$  de la subestación  $k$ . El término  $p(s)$  expresa la probabilidad asociada a que ocurra ese estado del sistema de sub-transporte, que ocasiona un deslastre en el nudo de carga  $j$  de la citada subestación  $k$ .

Tomando como ejemplo el índice de fiabilidad  $PPC_{(k,q)}$ , calculado según se indica en (5.5), comentar que éste es un índice de fiabilidad individual desde el punto de vista AT y expresa la probabilidad de producirse un deslastre en el nudo de carga  $q$  de la subestación  $k$  del sistema de sub-transporte.

Una vez obtenidos los índices de fiabilidad PPC de cada uno de los  $q$  nudos de carga de la subestación  $k$ , el cálculo del índice de fiabilidad global de la subestación  $k$  (índice de fiabilidad global desde el punto de vista AT), se determina como sigue:

$$PPC_k = \sum_{j=1}^q PPC_{(k,j)} \quad (5.6)$$

Como conclusión de este apartado, exponer que las ecuaciones (5.1) a (5.6) se han obtenido a partir de un proceso de Enumeración de Estados en el que se han incluido solamente los estados a los que dan lugar los fallos de los elementos del modelo condensado del sistema de sub-transporte. Consecuentemente, las probabilidades de dichos estados se han obtenido usando únicamente las correspondientes tasas de fallo y tiempos medios de reparación de dichos elementos (líneas AT y grupos de generación).

Desde el punto de vista de un análisis de fiabilidad, lo anterior implica que la formulación de las ecuaciones (5.1) a (5.6) han sido planteadas tomando como premisa que los equipos pertenecientes a todas las subestaciones del sistema de sub-transporte son ideales (no fallan).

### 5.3.2. Evaluación de la fiabilidad considerando el modelo en detalle de cada subestación

Dado un sistema de sub-transporte en el que todas sus subestaciones están representadas con sus respectivos modelos en detalle (Figura 5.2), el tratamiento probabilista que se propone (Figura 5.4) implica que, una a una, dichas subestaciones sean sometidas a un análisis de fiabilidad usando un proceso de Enumeración de Estados.

Como se expone seguidamente, con ese tratamiento individual para cada subestación se determina, por una parte, la relación entre los deslastres en los nudos de carga de una subestación y las indisponibilidades de los equipos de esa subestación y, por otra parte, la correlación entre los deslastres ocasionados en los nudos de carga de dicha subestación y los fallos en los equipos de las restantes subestaciones del sistema eléctrico (deslastres cruzados entre subestaciones).

La singularidad de la metodología propuesta estriba en que el análisis de fiabilidad se desarrolla para cada subestación acorde al proceso secuencial mostrado en la Figura 5.4 y a los supuestos siguientes:

- Cuando se evalúa la fiabilidad del modelo en detalle de cada subestación, solamente son consideradas las contingencias de los equipos pertenecientes a la subestación cuyo modelo en detalle está siendo analizado de forma individual. Lo anterior implica que:
  - Los equipos de las restantes subestaciones se consideran ideales, por tanto, son equipos con indisponibilidad nula (no fallan) y no repercuten en dicho proceso de enumeración.
  - No son contabilizadas las contingencias de las ramas (líneas AT) y grupos de generación del sistema de sub-transporte; ahora bien, si son tenidos en cuenta sus límites de operación térmicos y técnicos.
- En el proceso de Enumeración de Estados citado en el punto anterior, las restantes subestaciones del sistema de sub-transporte también se consideran con sus modelos multi-inyección, lo que posibilita el cálculo de índices de fiabilidad individuales por nudo de carga.

El procedimiento que se propone en este apartado incluye, por una parte, la evaluación del impacto local que el fallo de un equipo de una subestación tiene en los nudos de carga de esa subestación y, por otra parte, la determinación de los efectos de ese fallo en los nudos de carga de las restantes subestaciones del sistema eléctrico.

Con el citado procedimiento es posible la determinación de la cuantía en la que el modelo en detalle de cada subestación influye, no sólo en los índices de fiabilidad de ella misma, sino también en los índices de fiabilidad de las restantes subestaciones del sistema de sub-transporte.

Las explicaciones y desarrollos que se dan seguidamente se centran en la subestación  $k$  del sistema de sub-transporte y son particularizadas para el índice de fiabilidad PPC.

Si se denomina  $\hat{N}$  al número total de equipos de la subestación  $k$  cuyo modelo en detalle se está analizando y  $\hat{n}_u$  al número de esos equipos que se encuentran en situación indisponible (fuera de servicio), la probabilidad  $\hat{p}(s)$  de cualquier estado de la subestación analizada, se puede expresar como sigue:

$$\hat{p}(s) = \prod_{e=1}^{\hat{n}_u} U_e \cdot \prod_{e=1+\hat{n}_u}^{\hat{N}} (1 - U_e) \quad (5.7)$$

donde  $U_e$  es la probabilidad de estar indisponible del equipo  $e$  de la subestación  $k$  cuyo modelo en detalle se está analizando.

Planteando el análisis de fiabilidad de la subestación  $k$  mediante un proceso de Enumeración de Estados hasta un nivel de contingencias ( $\hat{N} - i$ ), la probabilidad de cada nivel de contingencias es:

$$\hat{P}(s) = \sum_{s \in (\hat{N}-i)} \hat{p}(s) \quad (5.8)$$

y el índice de fiabilidad P $\hat{P}C$  para cualquier nudo  $j$  de carga de la subestación  $k$  está dado por:

$$P\hat{P}C_{(k,j)_k} = \sum_{s \in s_{(k,j)_k}} \hat{p}(s) \quad (5.9)$$

donde  $s_{(k,j)_k}$  es un estado del modelo en detalle de la subestación  $k$  que provocan un deslastre en el nudo de carga  $j$  de esa subestación. El término  $\hat{p}(s)$  expresa la probabilidad asociada a que ocurra ese estado de la subestación  $k$  que da lugar a una interrupción del suministro (total o parcial) en un nudo de carga de la citada subestación.

Cada término del sumatorio de (5.9) corresponde a un estado  $s$  que, a priori, es cualquier estado posible de todos los que resulten de la consideración de la disponibilidad o indisponibilidad de los  $\hat{N}$  equipos de la subestación cuyo modelo en detalle está siendo evaluado, pero con la condición de que dicho estado  $s$  haya dado lugar a un deslastre en el nudo de carga  $j$  de la subestación  $k$ .

En este punto, conviene remarcar que con la metodología propuesta, a la vez que se calculan los índices de fiabilidad de la subestación cuyo modelo en detalle se está estudiando, también se obtiene la correlación entre los estados de indisponibilidad (contingencias) de dicha subestación y los deslastres en los nudos de carga de las restantes subestaciones del sistema eléctrico.

Así, tomando de nuevo como ejemplo el análisis de fiabilidad del modelo en detalle de la subestación  $k$ , exponer que en el transcurso del mismo también se hace el estudio de la correlación entre los estados de indisponibilidad de la citada subestación y los deslastres en cada uno de los “ $r$ ” nudos de carga de cualquier otra subestación “ $a$ ” del mismo sistema eléctrico. Esa correlación de deslastres para el caso del nudo de carga “ $r$ ” de cualquier otra subestación “ $a$ ”, se expresa de la forma indicada en la expresión (5.10) para la probabilidad de pérdida de carga.

$$P\hat{P}C_{(a,r)_k} = \sum_{s \in s_{(a,r)_k}} \hat{p}(s) \quad (5.10)$$



En (5.10), por una parte, el subíndice  $s_{(a,r)_k}$  hace mención al sub-conjunto de los estados de la subestación  $k$ , que dan lugar en la subestación  $a$  a un deslastre de carga en su nudo de carga  $r$  y, por otra parte,  $\tilde{p}(s)$  hace referencia a la probabilidad de ocurrencia de ese estado de la subestación  $k$  que ocasiona el citado deslastre de carga en la subestación  $a$ .

Haciendo el supuesto de que el conjunto de restantes subestaciones del sistema de sub-transporte tiene un tamaño  $n_s$  (la subestación  $k$  no pertenece a  $n_s$ ), las contingencias de dichas subestaciones que dan lugar a un deslastre de carga en el nudo  $j$  de la subestación  $k$ , se pueden expresar mediante la probabilidad de pérdida de carga dada por (5.11).

$$\tilde{\text{PPC}}_{(k,j)} = \sum_{\substack{a=1 \\ \forall a \neq k}}^{n_s} \tilde{\text{PPC}}_{(k,j)_a} = \sum_{\substack{a=1 \\ \forall a \neq k}}^{n_s} \left( \sum_{s \in s_{(k,j)_a}} \tilde{p}_a(s) \right) \quad (5.11)$$

donde  $\tilde{p}_a(s)$  expresa la probabilidad de ocurrencia de un estado de la subestación  $a$  que ocasiona un deslastre de carga en el nudo  $j$  de la subestación  $k$ .

El resultado final del análisis individualizado del modelo en detalle de las subestaciones es una matriz con tantas filas y columnas como subestaciones “ $n$ ” existan en el citado sistema de sub-transporte. Para el índice de fiabilidad puesto como ejemplo (PPC - Probabilidad de Pérdida de Carga), dicha matriz que expresa la correlación entre subestaciones tendría la estructura expuesta seguidamente:

$$(\text{PPC})_{\text{corr}} = \begin{pmatrix} \text{PPC}_{1,1} & \cdots & \text{PPC}_{1,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \text{PPC}_{n,1} & \cdots & \text{PPC}_{n,n} \end{pmatrix}$$

Aspectos de interés en relación a la matriz  $(\text{PPC})_{\text{corr}}$  son:

- Cada fila es completada conforme se desarrolla el análisis individualizado del modelo en detalle de cada subestación.
- Cada elemento de la diagonal principal  $\text{PPC}_{i,i}$  expresa la probabilidad de pérdida de carga en una subestación a consecuencia de los fallos de los equipos de esa subestación.
- Los elementos no diagonales  $\text{PPC}_{i,j}$  expresan por fila la probabilidad de pérdida de carga (probabilidad de deslastre) que los fallos de los equipos de una subestación ocasionan en las restantes subestaciones.

Como muestra de matriz generada a partir del análisis propuesto del modelo en detalle de las subestaciones, a continuación se ha incluido la matriz de probabilidad de pérdida de carga asociada al sistema de sub-transporte de tres nudos de la Figura 5.2; en dicha matriz la primera columna tiene todos sus elementos nulos porque la subestación Sub-01 de esa red no posee demanda de carga alguna.

$$(\text{PPC})_{\text{corr}} = \begin{pmatrix} \text{—} & 1,07\% & 1,71\% \\ \text{—} & 1,46\% & 2,43\% \\ \text{—} & 1,05\% & 2,76\% \end{pmatrix}$$

Para una mejor interpretación de los valores recopilados en la matriz que se presenta como ejemplo, comentar que el elemento (1,2) indica que las contingencias con origen en la subestación Sub-01 implican una interrupción del suministro en la subestación Sub-02 con una probabilidad del 1,07%

y que el elemento (2,2) expresa que las contingencias ocurridas en la subestación Sub-02 conllevan una probabilidad del 1,46% de dar lugar a una interrupción del suministro en la propia subestación Sub-02.

Como recapitulación de este apartado comentar que:

- El análisis individualizado propuesto en este apartado, permite prever en probabilidad las interrupciones de suministro que fallos de los equipos de una subestación ocasionan en la propia subestación a la que pertenecen dichos equipos, así como la repercusión que esas contingencias tienen en las restantes subestaciones del sistema eléctrico.

Se trata por tanto de una metodología que facilita la obtención de los deslastes correlacionados entre subestaciones. Es decir, permite la determinación de la correlación entre los índices de fiabilidad de una subestación y los fallos de los equipos de las restantes subestaciones del sistema eléctrico.

- Las expresiones incluidas en este apartado han sido obtenidas para el supuesto de encontrarse todas las ramas (líneas AT) y grupos de generación del sistema de sub-transporte en el estado de no fallo (equipos ideales), que es la premisa de partida para poder aplicar el método propuesto de análisis de la fiabilidad de la configuración de cada subestación.

### 5.3.3. Análisis de fiabilidad del sistema de sub-transporte con su modelo en detalle

En este apartado se presenta el procedimiento mediante el cual se obtienen los índices de fiabilidad del sistema de sub-transporte a partir de la combinación de los resultados de los análisis previamente realizados de su modelo condensado y de los modelos en detalle de sus subestaciones.

La combinación de dichos análisis, para el índice de fiabilidad “Probabilidad de Pérdida de Carga” y para el caso del nudo de carga  $j$  de la subestación  $k$ , se realiza mediante la ecuación (5.12).

$$\begin{aligned} \widehat{\text{PPC}}_{(k,j)} &= P(s)^{acu} \cdot \widehat{P}(\widehat{N} - 0) \cdot \widetilde{P}(\widetilde{N} - 0) \cdot \text{PPC}_{(k,j)} \\ &+ P(N - 0) \cdot \widetilde{P}(\widetilde{N} - 0) \cdot \widehat{\text{PPC}}_{(k,j)_k} \\ &+ P(N - 0) \cdot \widehat{P}(\widehat{N} - 0) \cdot \sum_{a=1}^{n_s} \widetilde{\text{PPC}}_{(k,j)_a} \cdot \frac{\widetilde{P}(\widetilde{N} - 0)}{\left(\widetilde{P}(\widetilde{N} - 0)\right)_a} \end{aligned} \quad (5.12)$$

donde el índice de fiabilidad  $\widehat{\text{PPC}}_{(k,j)}$ , desde el punto de vista del sub-transporte (nivel AT), es un índice de fiabilidad individual asociado a un nudo  $j$  de demanda de una subestación  $k$  con un total de  $q$  nudos de demanda (Figura 5.5).

En (5.12) el primer sumando tiene su origen en el análisis de fiabilidad del modelo nudos-ramas del sistema de sub-transporte aplicando a las subestaciones el modelo condensado propuesto, el segundo sumando se debe a la repercusión que los fallos ocasionados en una subestación tienen en la continuidad de suministro de dicha subestación y, finalmente, el tercer sumando es el debido a la influencia que en los nudos de carga de una subestación tienen los fallos ocasionados en las restantes subestaciones del sistema de sub-transporte.

Otras consideraciones a tener en cuenta respecto a la formulación de los términos de (5.12) son:

- Primer sumando.

En el proceso de cálculo del término  $\text{PPC}_{(k,j)}$  (sección 5.3.1), se considera que están en el estado de no fallo los elementos y equipos de la subestación  $k$  lo cual está representado por

la probabilidad  $\widehat{P}(\widehat{N} - 0)$  y que igualmente también se encuentran es ese estado (no fallo) los equipos y elementos de las restantes subestaciones del sistema de sub-transporte lo cual está representado por la probabilidad  $\widetilde{P}(\widetilde{N} - 0)$ .

- Segundo sumando.

En el proceso de calculo del término  $\widehat{\text{PPC}}_{(k,j)_k}$  (sección 5.3.2), se supone que los elementos y equipos del modelo nudos ramas del sistema de sub-transporte son ideales (no fallan) lo cual está representado por la probabilidad  $P(N - 0)$  y que igualmente los equipos y elementos de las subestaciones del sistema de sub-transporte, excepto la  $k$ , también son ideales lo cual está representado por la probabilidad  $\widetilde{P}(\widetilde{N} - 0)$ .

- Tercer sumando.

En el proceso de calculo del término  $\widetilde{\text{PPC}}_{(k,j)_a}$  (sección 5.3.2), se supone que los elementos y equipos del modelo nudos ramas del sistema de sub-transporte son ideales (no fallan) lo cual está representado por la probabilidad  $P(N - 0)$  y que igualmente los equipos y elementos de la subestación  $k$  también son ideales lo cual está representado por la probabilidad  $\widehat{P}(\widehat{N} - 0)$ .

Los términos empleados en la formulación de cada uno de los tres sumandos de (5.12) se detallan seguidamente:

- ▷  $\text{PPC}_{(k,j)}$

Corresponde a la probabilidad de pérdida de carga debida a la repercusión que en el nudo de carga  $j$  de la subestación  $k$  tienen las contingencias del modelo condensado del sistema de sub-transporte.

- ▷  $\widehat{\text{PPC}}_{(k,j)_k}$

Es la probabilidad de pérdida de carga debida a la influencia que sobre los deslastes en el nudo de carga  $j$  de la subestación  $k$  tienen los fallos en los propios equipos de la subestación  $k$ .

- ▷  $\widetilde{\text{PPC}}_{(k,j)_a}$

Es la probabilidad de pérdida de carga surgida a partir de los deslastes que en el nudo de carga  $j$  de la subestación  $k$  provocan las contingencias ocurridas en la subestación  $a$  perteneciente al conjunto de las restantes  $n_s$  subestaciones del sistema de sub-transporte.

- ▷  $P(s)^{acu}$

Es la probabilidad del modelo condensado de no encontrarse en un estado  $s$  que pertenezca a un nivel de contingencia mayor que el nivel  $(N - i)$  fijado en el proceso de enumeración para el análisis de fiabilidad del modelo condensado. Según 5.4:

$$P(s)^{acu} = 1 - P(s)_R$$

donde  $P(s)_R$  es la probabilidad de que se presente una contingencia perteneciente a un nivel de contingencia  $(N - i)$ , que no se haya considerado en el proceso de enumeración de estados.

- ▷  $\widehat{P}(\widehat{N} - 0)$

Es la probabilidad de encontrarse en el estado de no fallo la subestación cuyo modelo en detalle se está analizando (subestación  $k$ ).

- ▷  $\widetilde{P}(\widetilde{N} - 0)$

Es la probabilidad de las  $n_s$  restantes subestaciones del sistema eléctrico (excluida la  $k$ ) de encontrarse de forma simultánea en el estado de no fallo.

▷  $P(N - 0)$

Es la probabilidad del modelo condensado de encontrarse en el estado de no fallo.

▷  $\tilde{P}(\tilde{N} - 0) \cdot \left( \tilde{P}(\tilde{N} - 0) \right)_a^{-1}$

Excluidas las subestaciones  $k$  y  $a$ , ese producto es igual a la probabilidad de encontrarse de forma simultánea en un estado de no fallo las restantes subestaciones del sistema eléctrico.

La ecuación (5.12) se puede expresar de forma más compacta reordenando sus términos. La expresión resultante es:

$$\begin{aligned} \widehat{\text{PPC}}_{(k,j)} &= P(N - 0) \cdot \widehat{P}(\widehat{N} - 0) \cdot \tilde{P}(\tilde{N} - 0) \\ &\cdot \left[ \frac{\text{PPC}_{(k,j)} \cdot P(s)^{acu}}{P(N - 0)} + \frac{\widehat{\text{LÓLP}}_{(k,j)_k}}{\widehat{P}(\widehat{N} - 0)} + \sum_{a=1}^{n_s} \frac{\tilde{\text{PPC}}_{(k,j)_a}}{\left( \tilde{P}(\tilde{N} - 0) \right)_a} \right] \end{aligned} \quad (5.13)$$

Dada la subestación  $k$  con un total de  $q$  nudos de carga, y suponiendo que son conocidos los índices individuales de fiabilidad de cada uno de esos  $q$  nudos de carga, el índice global de fiabilidad de dicha subestación se calcula como se indica en (5.14).

$$\widehat{\text{PPC}}_k = \sum_{j=1}^q \widehat{\text{PPC}}_{(k,j)} \quad (5.14)$$

Como recapitulación de este apartado, hacer patente que unos resultados más cercanos a los valores reales que los expuestos en las dos ecuaciones antes indicadas, se pueden obtener con la evaluación tradicional de la fiabilidad de un sistema de sub-transporte en la que se considera dicho sistema conjuntamente con el modelo en detalle de todas sus subestaciones, pero con el inconveniente añadido de un mayor coste computacional que puede hacerla inviable para una planificación a corto plazo en la que se deben prever las actuaciones correspondientes a la operación, refuerzos y mantenimiento del sistema de sub-transporte.

## 5.4. Simulaciones y resultados numéricos

### 5.4.1. Simulaciones con el sistema de prueba IEEE Reliability Test System

Los resultados presentados en este apartado son la consecuencia de las simulaciones llevadas a cabo con el sistema de prueba IEEE-RTS [105], que es mismo sistema de prueba (Figura 4.8) que ha sido usado en el Capítulo 4.

Las simulaciones se han enfocado a la evaluación de la fiabilidad del sistema de sub-transporte de 138 kV (de BUS 01 a BUS 10) de la red IEEE-RTS. Las citadas simulaciones se han planteado para una punta de carga de 1755 MW (17,55 pu) en el área de 138 kV y se ha supuesto que el sistema de 230 kV es perfectamente fiable (indisponibilidad nula). La configuración y el modelo en detalle de las subestaciones y el resto de datos de esta red de prueba están recogidos en el Apéndice B.

El planteamiento en este apartado es el de la presentación de un estudio comparativo del análisis de fiabilidad aplicando la metodología propuesta, frente al análisis convencional de fiabilidad usando Enumeración de Estados.

Las simulaciones en el análisis convencional de fiabilidad se han realizado para el modelo detallado del área de 138 kV la red de IEEE-RTS. Estas se han extendido hasta el nivel de contingencia “ $N - 3$ ” inclusive y los resultados obtenidos son los que han sido usados como la referencia para el estudio comparativo. En la Tabla 5.1 se muestran la probabilidad  $P(s)$  de cada nivel de contingencia y la probabilidad  $P(s)^{acu}$  acumulada hasta ese nivel, en ambos casos expresadas en por unidad (pu).

TABLA 5.1 – Probabilidades de niveles de contingencias. Análisis convencional del área de 138 kV IEEE-RTS con su modelo en detalle.

Contingencia	Estados	$P(s)$ pu	$P(s)^{acu}$ pu
Nivel	Número	Nivel	Acumulada
N-0	1	0,5266725	0,5266725
N-1	132	0,3515756	0,8782481
N-2	8646	0,1025276	0,9807757
N-3	374660	0,0172268	0,9980025
> 3	—	0,0019975	1,0000000

Características a resaltar del contenido de la Tabla 5.1 y relativas al área de 138 kV de la red IEEE-RTS, son:

- Los estados de un nivel de contingencia superior a “ $N - 3$ ” son estados no contemplados en este análisis de fiabilidad, ya que las simulaciones se han extendido hasta el nivel de contingencia “ $N - 3$ ” inclusive.
  - Los estados no contemplados en el análisis de fiabilidad implican una probabilidad no considerada en las simulaciones que se han llevado a cabo en el análisis convencional de fiabilidad basado en Enumeración de Estados.
- La probabilidad acumulada de todos aquellos estados perteneciente a un nivel de contingencia superior a “ $N - 3$ ” es de “0,0019975 pu”.
  - La probabilidad de los estados no considerados está asociada a la precisión de la técnica de Enumeración de Estados y en el caso que nos ocupa equivale a que existe una probabilidad del 0,19975 % de presentarse estados en los que estén involucrados los fallos simultáneos de más de tres elementos (Contingencia > 3).

En la Tabla 5.2 se han recogido los resultados asociados al cálculo de los índices de fiabilidad PPC (Probabilidad de Pérdida de Carga) y PENS (Potencia Esperada No Suministrada) cuando se ha aplicado el análisis convencional de fiabilidad basado en Enumeración de Estados y llevado a cabo para el área de 138 kV de la red IEEE-RTS con su modelo en detalle. Además, como información complementaria, en la citada tabla se ha incluido la demanda existente en cada una de las subestaciones del sistema de 138 kV de la red IEEE-RTS.

Los índices de fiabilidad PPC (%) y PENS (MW) incluidos en la Tabla 5.2 son índices de fiabilidad globales por cada subestación (de BUS 01 a BUS 10) que forma parte del sistema de 138 kV de la red IEEE-RTS. Por tanto, son índices de fiabilidad desde el punto de vista del sub-transporte.

En la metodología que se propone, el primer paso es la obtención de los índices de fiabilidad usando el modelo condensado, apartado (5.3.1).

TABLA 5.2 – Índices de fiabilidad. Análisis convencional del área de 138 kV IEEE-RTS con su modelo en detalle.

Nudo	Carga (MW)	PENS (MW)	PPC (%)
01	161,7	0,0358	0,0387
02	154,9	0,3367	0,8505
03	206,5	0,0446	0,0599
04	140,6	0,0674	0,0685
05	138,7	0,0524	0,0626
06	179,1	0,3020	5,2946
07	172,3	0,0462	0,0559
08	182,0	0,2362	0,3642
09	203,4	0,0428	0,0293
10	215,8	0,3600	0,7241

Para el modelo condensado del área a 138 kV de la red IEEE-RTS, las probabilidades  $P(s)$  de los distintos niveles de contingencias se han calculado mediante un proceso de Enumeración de Estados hasta el nivel  $N - 3$  inclusive y sus valores se han recogido en la Tabla 5.3.

En dicha tabla la probabilidad acumulada es “0,0019122 pu” para todos aquellos estados de fallo de los niveles “Contingencia > 3” (estados no analizados) del modelo condensado del sistema de sub-transporte a 138 kV de la red IEEE-RTS.

TABLA 5.3 – Probabilidades de los niveles de contingencias del modelo condensado del área de 138 kV IEEE-RTS.

Contingencia Nivel	Estados Número	$P(s)$ pu Nivel	$P(s)^{acu}$ pu Acumulada
N-0	1	0,5293238	0,5293238
N-1	39	0,3506874	0,8800112
N-2	741	0,1012761	0,9812873
N-3	9139	0,0168005	0,9980878
> 3	—	0,0019122	1,0000000

Al igual que en el análisis convencional del modelo en detalle de la red IEEE-RTS, tomado como referencia, los índices de fiabilidad PPC y PENS del modelo condensado se han calculado para el estado de carga de 1755 MW en el área de 138 kV de esa red y se han formulado como unos índices

de fiabilidad globales. Por tanto, acorde a la metodología propuesta, usando la ecuación (5.5) se han calculado los índices individuales de fiabilidad (modelo multi-inyección) por cada nudo de carga de cada subestación y, a continuación, mediante la ecuación (5.6) se han obtenido los índices globales de fiabilidad de cada subestación, en función de los citados índices individuales de fiabilidad.

En la Tabla 5.4 están recopilados los citados índices globales de fiabilidad de cada subestación del área a 138 kV de la red IEEE-RTS. De ellos se puede anticipar que el nudo más crítico es el “06” (Bus 06, Figura 4.8), cuyo índice PPC es 5,1412 %. Aunque el índice EPNS del nudo “10” es mayor que el del nudo “06” (0,3139 frente a 0,2222), la probabilidad de ocurrencia del primero no llega al “1 %” que es casi “8 veces inferior” a la probabilidad de ocurrencia del segundo.

TABLA 5.4 – Índices de fiabilidad del modelo condensado del área de 138 kV IEEE-RTS.

Nudo	Carga (MW)	PENS (MW)	PPC (%)
01	161,7	0,0038	0,0155
02	154,9	0,2936	0,8060
03	206,5	0,0001	0,0016
04	140,6	0,0008	0,0045
05	138,7	0,0020	0,0073
06	179,1	0,2222	5,1412
07	172,3	0,0014	0,0094
08	182,0	0,1727	0,2934
09	203,4	0,0001	0,0002
10	215,8	0,3139	0,6891

Si se plantea el objetivo de disponer de unos valores más precisos de los índices de fiabilidad, la metodología propuesta facilita su obtención complementando el análisis del modelo condensado, ya realizado, con el análisis individualizado de todas y cada una de las subestaciones del sistema eléctrico.

Aplicando el procedimiento de cálculo expuesto en el apartado (5.3.2), el análisis del modelo en detalle de cada una de las subestaciones del sistema de sub-transporte de 138 kV de la red IEEE-RTS, en primer lugar, proporciona los índices de fiabilidad individuales (modelo multi-inyección) por cada nudo de carga que exista en la subestación cuyo modelo en detalle se ha evaluado y, en segundo lugar, obtiene el índice global de fiabilidad de la subestación a la que pertenecen esos nudos de carga a partir de esos índices individuales por nudo de carga.

Los índices de fiabilidad globales de cada subestación, se han calculado hasta el nivel  $N - 3$  inclusive mediante un proceso de Enumeración de Estados. En el caso de la matriz de probabilidades de pérdida de carga, dichos índices han sido recopilados en la Tabla 5.5 y en el caso de la matriz de las potencias esperadas no suministradas, se han incluido en la Tabla 5.6.

Recordar que los elementos de la Tabla 5.5 y de la Tabla 5.6 se encuentran ordenados, según estén originados por la repercusión que los fallos de los equipos de una subestación tienen en esa subestación (elementos de la diagonal) o por la afectación que sufre esa subestación en su fiabilidad a consecuencia de los fallos de los equipos de las restantes subestaciones (elementos no-diagonales).

TABLA 5.5 – Matriz PPC (%). Análisis de fiabilidad del modelo en detalle de las subestaciones del área de 138 kV IEEE-RTS.

Fallo	Efecto Nudo									
Nudo	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
01	0,0193	0,0083		0,0058		0,0200				
02		0,0310				0,0350				
03			0,0310			0,0117			0,0058	
04				0,0251						
05					0,0251					
06						0,0251				
07		0,0117					0,0193			
08								0,0426		
09			0,0292			0,0467			0,0251	
10				0,0350	0,0292	0,0233	0,0292	0,0292		0,0193

TABLA 5.6 – Matriz PENS (MW). Análisis de fiabilidad del modelo en detalle de las subestaciones del área de 138 kV IEEE-RTS.

Fallo	Efecto Nudo									
Nudo	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
01	0,0312	0,0050		0,0013		0,0087				
02		0,0327				0,0021				
03			0,0422			0,0011			0,0119	
04				0,0353						
05					0,0348					
06						0,0650				
07		0,0079					0,0332			
08								0,0552		
09			0,0009			0,0152			0,0416	
10				0,0298	0,0178	0,0067	0,0112	0,0038		0,0416

A modo de ejemplo, si en la Tabla 5.6 se considera el elemento PENS(10,4), el valor numérico “0,0298 MW” expresa la potencia esperada no suministrada en la subestación del “Nudo 04” a consecuencia de los fallos en los equipos de la subestación del “Nudo 10”. En contraposición, si en la Tabla 5.6 el enfoque se hace hacia el elemento PENS(4,10), la información proporcionada por ese índice de fiabilidad es que la potencia esperada no suministrada en la subestación del “Nudo 10” a consecuencia de los fallos en los equipos de la subestación del “Nudo 04” sería nula.

En este punto es necesario remarcar la importante información facilitada por esta fase de la metodología propuesta, porque con ella no sólo se obtiene la repercusión que los fallos de los equipos de una subestación tienen en los nudos de carga de esa subestación, sino que también permite la



determinación de los efectos (correlación) que tienen los fallos de los equipos de una subestación en las restantes subestaciones del sistema eléctrico.

Información adicional igualmente importante es la probabilidad de no fallo  $P(N-0)$  de cada una de las subestaciones, la cual es de necesaria aplicación en el tercer proceso de la metodología propuesta (análisis del modelo en detalle del sistema de sub-transporte). La importancia de dicha información está asociada a que al realizar el análisis del modelo en detalle de una subestación, se supone que las restantes subestaciones se encuentran en un estado de no fallo. Esa información se ha recopilado en la Tabla 5.7 conjuntamente con la configuración de cada una de las subestaciones.

TABLA 5.7 – Configuraciones y probabilidades  $P(N-0)$  de las subestaciones del área de 138 kV IEEE-RTS.

Nudo	Esquema	$P(N-0)$ pu
01	<i>Interruptor y medio</i>	0,9990571
02	<i>Interruptor y medio</i>	0,9990571
03	<i>Anillo</i>	0,9995738
04	<i>Interruptor y medio</i>	0,9997488
05	<i>Interruptor y medio</i>	0,9997488
06	<i>Interruptor y medio</i>	0,9997488
07	<i>Anillo</i>	0,9996321
08	<i>Anillo</i>	0,9995738
09	<i>Anillo</i>	0,9993405
10	<i>Anillo</i>	0,9993405

En la columna  $P(N-0)$  de la Tabla 5.7, se está expresando la probabilidad de encontrarse en el estado de no fallo los equipos de las subestaciones del área de 138 kV de la red IEEE-RTS. A título de ejemplo, si se enfoca a la fila del Nudo 04 se tiene una probabilidad “0,9997488 pu”, la cual se debe a que cuando se está realizando el análisis de fiabilidad del modelo en detalle de la subestación asociada al Nudo 04, los equipos de las restantes subestaciones se encuentren en un estado de no fallo.

Realizados para el área de 138 kV de la red IEEE-RTS los dos tipos de análisis propuestos, sistema eléctrico considerando el modelo condensado de subestaciones y el modelo en detalle de las mismas, a continuación, a partir de los resultados obtenidos en esos dos análisis, se lleva a cabo el análisis propuesto del modelo en detalle del sistema de sub-transporte de la red IEEE-RTS.

En lo que sigue, la exposición para mayor claridad de la misma, se centra solamente en el BUS 06 que fue identificado como nudo crítico en el análisis previamente realizado para el modelo condensado del área de 138 kV de la red IEEE-RTS. No obstante, igual tratamiento es de aplicación a los restantes nudos de ese área del sistema eléctrico.

El cálculo del índice de fiabilidad PPC del Nudo 06 (nudo crítico), mediante la aplicación de la formulación propuesta, ecuación (5.14), sería como se expone a continuación.

$$\begin{aligned} \widehat{\text{PPC}}_{(06)} &= \left[ \frac{5,1412 \cdot 0,9980878}{0,5293238} + \frac{0,0251}{0,9997488} + \left( \frac{0,0200}{0,9990571} \right. \right. \\ &+ \left. \left. \frac{0,0350}{0,9990571} + \frac{0,0117}{0,9995738} + \frac{0,0467}{0,9993405} + \frac{0,0233}{0,9993405} \right) \right] \\ &\cdot 0,5293238 \cdot 0,9997488 \cdot 0,9950829 = 5,1901 \% \end{aligned}$$

La diferencia entre el valor del índice PPC, calculado cuando se utiliza la metodología propuesta, y el valor de ese índice cuando se obtiene con el análisis convencional de fiabilidad, se expresa como “ $\Delta\text{PPC}$ ” y se determina seguidamente para el nudo crítico (Nudo 06) del área a 138 kV de la red IEEE-RTS:

$$\Delta\text{PPC}_{(06)} \% = \frac{(5,2946 \cdot 0,9980025) - 5,1901}{(5,2946 \cdot 0,9980025)} \cdot 100 = 1,77 \%$$

donde “0,9980025” es el valor de la probabilidad  $P(s)^{acu}$  que se ha obtenido de la Tabla 5.1 y que está asociada al cálculo del índice de fiabilidad “ $\text{PPC} = 5,2946 \%$ ” (Tabla 5.2) del Nudo 06. En concreto se trata de la probabilidad de no existencia de los estados con “Contingencia  $> 3$ ”, que no es más que una representación indirecta de los estados de fallo no considerados en el análisis de fiabilidad.

La probabilidad  $P(s)^{acu}$  (Tabla 5.1), en el ejemplo estudiado, equivale a que el sistema analizado (área a 138 kV IEEE-RTS con su modelo en detalle) se encuentre en un estado cualquiera de todos los pertenecientes a los niveles de contingencias desde “ $N - 0$ ” hasta “ $N - 3$ ”, ambos inclusive. Lo anterior es equivalente a la probabilidad de no pertenencia a cualquiera de los estados posibles en los niveles de contingencias debidos al fallo simultáneo de más de tres equipos.

La misma formulación se emplea seguidamente para el cálculo del índice de fiabilidad PENS del Nudo 06 (nudo crítico).

$$\begin{aligned} \widehat{\text{PENS}}_{(06)} &= \left[ \frac{0,2322 \cdot 0,9980878}{0,5293238} + \frac{0,0450}{0,9997488} + \left( \frac{0,0087}{0,9990571} \right. \right. \\ &+ \left. \left. \frac{0,0021}{0,9990571} + \frac{0,0011}{0,9995738} + \frac{0,0152}{0,9993405} + \frac{0,0067}{0,9993405} \right) \right] \\ &\cdot 0,5293238 \cdot 0,9997488 \cdot 0,9950829 = 0,2721 \text{ MW} \end{aligned}$$

Comparando el resultado anterior con “0,3020 %” que es el correspondiente valor de referencia, en este caso del índice PENS (Tabla 5.2), es posible el cálculo de la diferencia “ $\Delta\text{PENS}$ ” que existe en el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga, cuando se determina con la metodología propuesta en lugar de hacerlo con el análisis convencional de fiabilidad del área 138 kV IEEE-RTS con su modelo en detalle.

Dicha diferencia para el nudo crítico (Nudo 06) del área a 138 kV de la red IEEE-RTS es:

$$\Delta\text{PENS}_{(06)} \% = \frac{(0,3020 \cdot 0,9980025) - 0,2721}{(0,3020 \cdot 0,9980025)} \cdot 100 = 9,72 \%$$

donde “0,9980025” es el valor de la probabilidad  $P(s)^{acu}$  que se ha obtenido de la Tabla 5.1 y que está asociada al cálculo del índice de fiabilidad “ $\text{PENS} = 0,3020 \%$ ” del Nudo 06.

En relación a las diferencias porcentuales, 1,34 % y 9,12 %, que con la metodología propuesta se originan en el cálculo de los índices de fiabilidad PPC y PENS del Nudo 06, hay que poner de manifiesto que el objetivo de la metodología propuesta en este capítulo no es el cálculo del valor exacto de los índices de fiabilidad, sino el de mostrar un nuevo procedimiento que facilite la identificación rápida

en un sistema eléctrico del nudo o nudos críticos a partir del cálculo de un valor aproximado de los índices de fiabilidad y siempre desde el enfoque del empleo de esa información en la programación a corto plazo de las actuaciones de operación en dicho sistema.

Como parte final de la comparativa, a continuación en la Tabla 5.8 se han incluido los tiempos de computación. En esa comparativa se presenta el tiempo necesario cuando se realiza un análisis convencional de la fiabilidad mediante Enumeración de Estados, frente al tiempo empleado cuando se aplica la metodología propuesta. Las características del equipo con el que se han llevado a cabo dichos análisis son PC AMD-Athlon, 2.01-GHz y 2-GB RAM.

TABLA 5.8 – Comparativa de tiempos de computación.

Simulación	Estados	Computación
Tipo	Número	Tiempo
1	374660	$84,76 \cdot t$
2	9139	$2,50 \cdot t$
3	2249	$1,00 \cdot t$

$t = 1,05 \text{ h}$

En la primera columna de la Tabla 5.8 se han usado los dígitos “1”, “2” y “3” para la denominación de los análisis de evaluación de la fiabilidad. La correspondencia de esos dígitos con cada uno de los distintos tipos de análisis es:

- El dígito “1” equivale a la simulación cuando se le aplica el análisis convencional de fiabilidad basado en Enumeración de Estados, al área de 138 kV de la red IEEE-RTS representada por su modelo en detalle.
- El dígito “2” se ha asociado al análisis fiabilidad mediante Enumeración de Estados del modelo nudos-ramas del área de 138 kV de la red IEEE-RTS y en la que las subestaciones han sido representadas mediante el modelo condensado propuesto.
- El dígito “3” corresponde al análisis fiabilidad mediante Enumeración de Estados del modelo en detalle de todas y cada una de las subestaciones del área de 138 kV de la red IEEE-RTS.

En base a los tiempos de computación mostrados en la Tabla 5.8 es evidente la mejora que se consiguen con la metodología propuesta en este capítulo.

#### 5.4.2. Simulaciones con una red regional real de distribución (sub-transporte)

La metodología ya descrita también ha sido aplicada a la evaluación de la fiabilidad de la red real de sub-transporte representada en la Figura 5.6. Corresponde dicha red a un sistema de distribución con una carga total de 117,60 MW en los niveles de tensión de 132 kV, 66 kV y 20 kV. La configuración y el modelo en detalle de las subestaciones y el resto de datos de esta red real están recopilados en el Apéndice C. Las configuraciones empleadas en los análisis llegan inclusive al nivel de detalle de los equipos de medida (transformadores de tensión y de intensidad), por lo que los fallos de esos equipos han sido evaluados en las simulaciones en las que se ha utilizado el modelo detallado de las subestaciones. Las tasas de fallo y de reparación de dichos equipos de medida están recogidas en la Tabla A.2 del Apéndice A.

Esta red real de sub-transporte de 132 kV está alimentada mediante unidades de generación localizadas en el nudo “BUS 09”, así como desde los niveles de tensión de 220 kV y 400 kV a través de las subestaciones “Bus 09” y “Bus 10”, respectivamente. Además, en la subestación “Bus 01” también se recibe el aporte de energía eléctrica desde las plantas de cogeneración que están ubicadas en las cercanías de esa subestación. Para los niveles de 220 kV y 400 kV se ha usado un sistema equivalente externo que se ha asumido perfectamente fiable, por tanto, su indisponibilidad (probabilidad de fallo) se ha considerado nula.

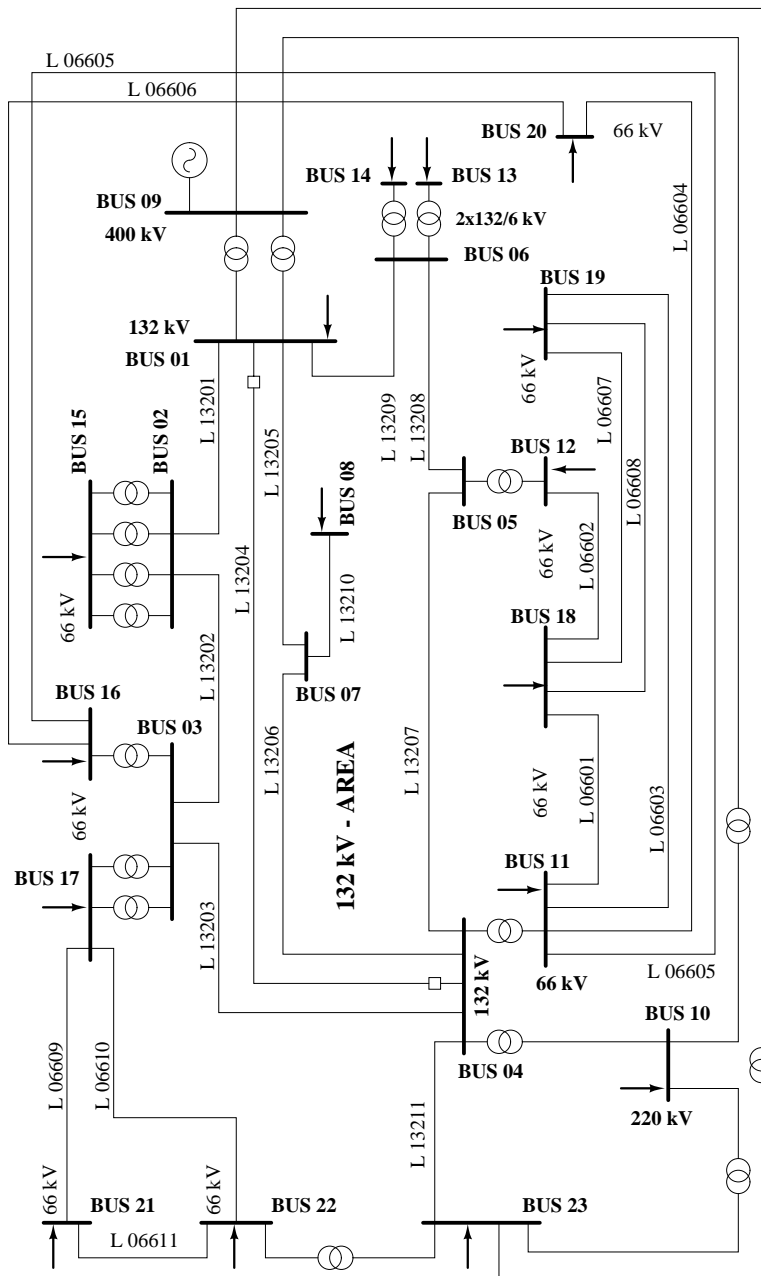


FIGURA 5.6 – Diagrama de la red regional real.

Desde el enfoque de la evaluación de la fiabilidad, el objetivo del estudio se ha centrado en los nudos denominados “BUS 02”, “BUS 03”, “BUS 04”, “BUS 06” y “BUS 07” (Figura 5.6). Esos nudos corresponden a subestaciones reductoras 132/66 kV con unas configuraciones típicas de la distribución

AT y de las cuales parten redes radiales que abastecen a las cargas conectadas a las mismas. En el nivel de tensión a 132 kV (red de sub-transporte) los nudos “BUS 01” y “BUS 05” no han sido incluidos en la relación anterior porque no son nudos de carga, ahora bien, la configuración de las subestaciones correspondientes a esos dos nudos, sí han sido tenidas en cuenta para ver cómo afectan sus fallos internos a los nudos de consumo de las restantes subestaciones.

Al igual que en el apartado anterior, en primer lugar, se presentan los resultados de las simulaciones llevadas a cabo cuando ha sido utilizado un análisis convencional de fiabilidad de la red real de sub-transporte con su modelo en detalle y, en segundo lugar, se presenta la comparativa en relación a los resultados obtenidos cuando ha sido empleada la metodología propuesta.

En la Tabla 5.9 se han incluido las probabilidades  $P(s)$  y  $P(s)^{acu}$  para las que se ha desarrollado la evaluación de la fiabilidad de la red real de sub-transporte con su modelo en detalle. La evaluación se ha extendido hasta un nivel de contingencia “ $N - 2$ ” en un proceso de Enumeración de Estados. Por tanto, en ese proceso no se han evaluado todos aquellos estados de un nivel de “Contingencia  $> 2$ ”.

TABLA 5.9 – Probabilidades de niveles de contingencias. Análisis convencional de la red real de sub-transporte con su modelo en detalle.

Contingencia	Estados	$P(s)$ pu	$P(s)^{acu}$ pu
Nivel	Número	Nivel	Acumulada
N-0	1	0,9272510	0,9272510
N-1	185	0,0710172	0,9982682
N-2	17020	0,0017143	0,9999825
$> 2$	—	0,0000175	1,0000000

También es de reseñar que en la Tabla 5.9 la probabilidad  $P(s)$  de los estados pertenecientes a cualquier nivel de “Contingencia  $> 2$ ” es “0,0000175 pu”. Esa probabilidad implica que en el citado análisis estándar de fiabilidad existe una probabilidad del “0,00175 %” de que se presenten estados de fallos múltiples donde estén involucrados más de dos elementos.

Para esta evaluación estándar de la fiabilidad de la red real de sub-transporte con su modelo en detalle, se han obtenido los índices de fiabilidad “PPC” y “PENS” que se han recogido en la Tabla 5.10, en la cual también ha sido incluida la carga con la cual se ha planteado el análisis de fiabilidad.

Una vez expuestos los índices de fiabilidad “PPC” y “PENS” que van a ser usados como los valores de referencia (Tabla 5.10), a continuación, se presentan los resultados de la simulación correspondiente a la primera fase de la metodología propuesta.

Esa primera fase consiste en el análisis de fiabilidad del modelo nudos-ramas de la red real de sub-transporte (132 kV) en el que las subestaciones han sido representadas por el modelo condensado propuesto. El análisis se ha planteado a partir de un proceso de Enumeración de Estados hasta un nivel de contingencia “ $N - 2$ ”, es decir, hasta el mismo nivel de contingencia que se ha usado en el análisis convencional de fiabilidad.

Por una parte, las probabilidades  $P(s)$  y  $P(s)^{acu}$  calculadas en ese análisis de fiabilidad, se han recopilado en la Tabla 5.11 y, por otra parte, los índices de fiabilidad resultantes de la simulación están recogidos en la Tabla 5.12, en la cual también se ha incluido la demanda existente en cada uno de los nudos (subestaciones) objeto de estudio.

Analizando los resultados de la Tabla 5.11 es de destacar que la probabilidad de que se presenten

TABLA 5.10 – Índices de fiabilidad. Análisis convencional de la red real de sub-transporte con su modelo en detalle.

Nudo	Carga (MW)	PENS (MW)	PPC (%)
02	67,4	3,1865	7,2731
03	14,4	0,0472	0,4814
04	15,2	0,0715	0,4764
06	20,2	0,0556	0,5524
07	0,4	0,0034	0,8043

TABLA 5.11 – Probabilidades de los niveles de contingencias del modelo condensado de la red real de sub-transporte.

Contingencia Nivel	Estados Número	$P(s)$ pu Nivel	$P(s)^{acu}$ pu Acumulada
N-0	1	0,9316703	0,9316703
N-1	15	0,0669256	0,9985959
N-2	105	0,0013938	0,9999897
> 2	—	0,0000103	1,0000000

TABLA 5.12 – Índices de fiabilidad del modelo condensado de la red real de sub-transporte.

Nudo	Carga (MW)	PENS (MW)	PPC (%)
02	67,4	2,9689	6,8320
03	14,4	0,0314	0,3445
04	15,2	0,0523	0,3450
06	20,2	0,0370	0,3680
07	0,4	0,0027	0,6393

los estados no enumerados en el análisis del modelo condensado es “0,0000103 pu”. Es decir, existe un “0,00103 %” de probabilidad de originarse un estado de fallo simultáneo en el que estén involucrados más de dos equipos o elementos del sistema de sub-transporte (Contingencia > 2).

Por otro lado, los valores de los índices de fiabilidad de la Tabla 5.12 ponen de manifiesto que el nudo más crítico es el “02” (subestación Bus 02, Figura 5.6) cuyos índices PPC y PENS son “6,8320 %” y “2,9689 MW”, respectivamente. La configuración de la subestación “Bus 02” (Apéndice C), representada de forma simplificada en la Figura 5.6, posee cuatro transformadores reductores 132/66 kV desde los que se realiza el suministro a las redes de distribución a 66 kV que parten de dicha subestación.

Una vez finalizada la simulación con el modelo condensado y localizado el nudo crítico en la red real de sub-transporte, la siguiente fase en la metodología propuesta implica el análisis de fiabilidad, uno a uno, del modelo en detalle de todas las subestaciones pertenecientes a la red de sub-transporte.

Para cada uno de los análisis individualizados de cada subestación, sus índices de fiabilidad global PPC y PENS se han obtenido mediante un proceso de Enumeración de Estados, que se ha extendido inclusive hasta el nivel “ $N - 2$ ”. Dichos índices, una vez calculados, han sido asignados a la matriz de probabilidades de pérdida de carga y a la matriz de las potencias esperadas no suministradas tal cual se expuso en el apartado anterior. Los valores de esas matrices han sido incluidos en la Tabla 5.13 y en la Tabla 5.14, respectivamente.

TABLA 5.13 – Matriz PPC (%). Análisis del modelo en detalle de las subestaciones de la red real de sub-transporte.

Fallo Nudo	Efecto Nudo						
	01	02	03	04	05	06	07
01	—	0,0710	0,0237	0,0237		0,0336	0,0355
02		0,1016					0,0237
03		0,1054	0,0175				0,0118
04		0,1030	0,0237	0,0354		0,0354	0,0177
05		0,0256	0,0254	0,0254	—	0,0508	0,0254
06		0,0449	0,0297	0,0297		0,0746	0,0297
07		0,0238	0,0180	0,0180			0,0237

TABLA 5.14 – Matriz PENS (MW). Análisis del modelo en detalle de las subestaciones de la red real de sub-transporte.

Fallo Nudo	Efecto Nudo						
	01	02	03	04	05	06	07
01	—	0,0348	0,0021	0,0036		0,0024	0,0001
02		0,0507					0,0001
03		0,0447	0,0025				0,0001
04		0,0481	0,0027	0,0047		0,0036	0,0001
05		0,0172	0,0037	0,0039	—	0,0052	0,0001
06		0,0265	0,0043	0,0045		0,0074	0,0001
07		0,0101	0,0005	0,0027			0,0001

Más allá de los valores numéricos de los índices de fiabilidad que se muestran en la Tabla 5.13 y en la Tabla 5.14, lo realmente importante es que expresan tanto la repercusión que en los nudos de carga

de una subestación tienen los fallos de los equipos incluidos en el modelo en detalle de esa subestación, como la incidencia que tienen esos fallos en los nudos de carga de las restantes subestaciones del sistema analizado.

Tanto en la Tabla 5.13 como en la Tabla 5.14 no hay valores en las columnas asociadas al “Nudo01” y al “Nudo05” porque son nudos que corresponden, respectivamente, a las subestaciones “BUS01” y “BUS05” (Figura 5.6) en las que no existe carga. Es decir, los fallos de los equipos no tienen repercusión en la fiabilidad de los nudos de carga de las dos citadas subestaciones por la no existencia de demanda en las mismas.

La singularidad del Nudo01 y del Nudo05 se traduce además en que los fallos de los equipos pertenecientes a las subestaciones asociadas a esos dos nudos, si afectan de forma muy significativa a los nudos de carga de todas las restantes subestaciones de la red real de sub-transporte de 132 kV.

También comentar la singularidad de la subestación asociada al “Nudo02” (subestación crítica), ya que del análisis de la Tabla 5.13 y de la Tabla 5.14, se aprecia que los fallos en los equipos de la subestación asociada a ese nudo (subestación “BUS02”, Figura 5.6) no tienen repercusión en las restantes subestaciones excepto en la del “Nudo07”, mientras que los fallos en los equipos de cualquiera de las restantes subestaciones siempre conllevan una afectación de la fiabilidad del “Nudo02” que es el asociado a la subestación crítica.

Información igualmente importante es la de la probabilidad de no fallo  $P(N-0)$  de cada una de las subestaciones. La importancia de dicha información se debe a que al realizar el análisis del modelo en detalle de una subestación, se supone que las restantes subestaciones se encuentran en un estado de no fallo. Esa información se ha recopilado en la Tabla 5.15 conjuntamente con la configuración de cada una de las subestaciones.

A modo de ejemplo, si se considera el análisis de fiabilidad de la subestación asociada al nudo 06 con una configuración en anillo (Tabla 5.15), se debe tener en cuenta que la probabilidad de estar simultáneamente todas las restantes subestaciones en un estado de no fallo es “0,9995512 pu”.

TABLA 5.15 – Configuraciones y probabilidades  $P(N-0)$  de las subestaciones del área de 132 kV de la red real de sub-transporte.

Nudo	Esquema	$P(N-0)$ pu
01	<i>Doble Barra y Barra Transferencia</i>	0,9992905
02	<i>Doble Barra y Barra Transferencia</i>	0,9989844
03	<i>Doble Barra y Barra Transferencia</i>	0,9989455
04	<i>Doble Barra y Barra Transferencia</i>	0,9989699
05	<i>Doble Barra con Interruptores</i>	0,9997440
06	<i>Anillo</i>	0,9995512
07	<i>Doble Barra con Interruptores</i>	0,9997618

Una vez finalizados el análisis del modelo condensado y el análisis individualizado de la configuración de cada una de las subestaciones, se entra en el proceso final de la metodología propuesta en este capítulo.

En esta última fase, el objetivo es el cálculo de unos índices de fiabilidad más precisos para las subestaciones de la red de sub-transporte. Por simplicidad, en lo que sigue las explicaciones se



centran en la subestación crítica, que en el caso que nos ocupa es la subestación “BUS 02”, Figura 5.6. Dicho cálculo se ha realizado a partir de la metodología expuesta en el apartado (5.3.1) y mediante la aplicación de la ecuación (5.14).

Partiendo de los resultados de las simulaciones para el modelo condensado y para el modelo en detalle de cada una de las subestaciones de la red real de sub-transporte, el cálculo de un valor más preciso del índice de fiabilidad PPC del Nudo 02 (nudo crítico) proporciona el resultado siguiente:

$$\begin{aligned} \widehat{\text{PPC}}_{(02)} &= \left[ \frac{6,8320 \cdot 0,9999897}{0,9316703} + \frac{0,1016}{0,9989844} + \left( \frac{0,0710}{0,9992905} + \frac{0,1054}{0,9989455} \right. \right. \\ &+ \left. \left. \frac{0,1030}{0,9989699} + \frac{0,0256}{0,9997440} + \frac{0,0449}{0,9995512} + \frac{0,0238}{0,9997618} \right) \right] \\ &\cdot 0,9316703 \cdot 0,9989844 \cdot 0,996268279 = 7,2406 \% \end{aligned}$$

El valor “7,2406 %” calculado para el índice PPC mediante la metodología propuesta, posibilita la determinación de la diferencia existente entre el uso de la metodología propuesta y la del análisis convencional.

En el caso del cálculo del índice PPC para el nudo crítico (Nudo 02) del área a 132 kV de la red real de sub-transporte, la diferencia es:

$$\Delta \text{PPC}_{(02)} \% = \frac{(7,2761 \cdot 0,9999825) - 7,2406}{(7,2761 \cdot 0,9999825)} \cdot 100 = 0,44 \%$$

donde “0,9999825” es el valor de la probabilidad  $P(s)^{acu}$  que se ha obtenido de la Tabla 5.9 y que está asociada al cálculo del índice de fiabilidad “PPC = 7,2761 %” del Nudo 02, igualmente sacado de la Tabla 5.9. Dicha probabilidad no es más que la probabilidad de no existencia de los estados con “Contingencia > 2”.

Análogamente a lo realizado para el índice PPC, a continuación se determina el índice PENS y la diferencia entre el cálculo de ese índice mediante la metodología propuesta y el cálculo con un análisis convencional de fiabilidad.

$$\begin{aligned} \widehat{\text{PENS}}_{(02)} &= \left[ \frac{2,9689 \cdot 0,9999897}{0,9316703} + \frac{0,0507}{0,9989844} + \left( \frac{0,0348}{0,9992905} + \frac{0,0447}{0,9989455} \right. \right. \\ &+ \left. \left. \frac{0,0481}{0,9989699} + \frac{0,0172}{0,9997440} + \frac{0,0265}{0,9995512} + \frac{0,0101}{0,9997618} \right) \right] \\ &\cdot 0,9316703 \cdot 0,9989844 \cdot 0,996268279 = 3,1702 \text{ MW} \end{aligned}$$

El cálculo del índice PENS para el nudo crítico (Nudo 02) del área a 132 kV de la red real de sub-transporte presenta la diferencia:

$$\Delta \text{PENS}_{(02)} \% = \frac{(3,1865 \cdot 0,9999825) - 3,1702}{(3,1865 \cdot 0,9999825)} \cdot 100 = 0,51 \%$$

donde “0,9999825” ya se indicó anteriormente que es el valor de la probabilidad  $P(s)^{acu}$  obtenida de la Tabla 5.9 y que está asociada a la no existencia de los estados con “Contingencia > 2”. Por otra parte, el valor “3,1865 %” igualmente se ha sacado de la Tabla 5.9 y no es más que el índice de fiabilidad PENS del Nudo 02.

A la vista de los valores de “ $\Delta\text{PPC}_{(02)} \%$ ” y “ $\Delta\text{PENS}_{(02)} \%$ ” que son cometidos en el cálculo de los respectivos índices de fiabilidad para el nudo crítico “02”, se puede concluir que la metodología que se propone es perfectamente válida para la toma de decisiones en operación y planificación.

Al igual que lo realizado en el apartado relativo a las simulaciones con el área a 138 kV de la red IEEE-RTS, acto seguido y como finalización de los comentarios de las simulaciones con la red real de sub-transporte a 132 kV, en la Tabla 5.16 se ha incluido una comparativa de los tiempos de computación. Las características del equipo con el que se han llevado a cabo dichos análisis son PC AMD-Athlon, 2.01-GHz y 2-GB RAM.

En esa comparativa se presenta el tiempo necesario cuando se realiza un análisis convencional de la fiabilidad mediante Enumeración de Estados frente al tiempo empleado cuando se aplica la metodología que se propone.

TABLA 5.16 – Comparativa de tiempos de computación.

Simulación	Estados	Computación
Tipo	Número	Tiempo
1	5357	$18,00 \cdot t$
2	154	$2,00 \cdot t$
3	211	$1,00 \cdot t$

$t = 0,50 \text{ min}$

En la primera columna de la Tabla 5.16 se ha vuelto a usar los dígitos “1”, “2” y “3” para la denominación de los análisis de evaluación de la fiabilidad. La correspondencia de esos dígitos con cada uno de los distintos tipos de análisis es la misma que la usada en la confección de la Tabla 5.8 en las simulaciones con la red IEEE-RTS.

En base a los tiempos de computación mostrados en la Tabla 5.16 es evidente la mejora que se consigue con la metodología propuesta en este capítulo, tal y como ya se constató en la tabla análoga que se comentó en el apartado anterior a éste y relativo a la red de prueba IEEE-RTS.

## Capítulo 6

# Conclusiones, aportaciones y líneas futuras de investigación

### 6.1. Recapitulación

La presente tesis está enfocada a la propuesta de mejoras en el cálculo de índices de fiabilidad en redes malladas de distribución de energía eléctrica.

En base a lo anterior, se ha partido de la recopilación y estudio de la legislación vigente respecto a la continuidad de suministro en las redes de distribución en sistemas de energía eléctrica, habiéndose acompañado dicho estudio de un análisis de los procedimientos de cálculo convencionales (tradicionales) aplicados en la evaluación de la fiabilidad tanto de las redes de distribución como de los sistemas de generación y transporte.

En ese estudio previo se ha comprobado, por una parte, la idoneidad de la enumeración de estados frente a Monte Carlo, en cuanto a su aplicación en los análisis de fiabilidad de las redes malladas de distribución y, por otra parte, la existencia de las líneas mejora en los análisis en continua convencionalmente aplicados a este tipo de redes. Líneas de mejora consistentes en la formulación de las contingencias como inyecciones nodales de potencia activa en el problema de optimización y en la obtención de una red externa equivalente a partir de la matriz de sensibilidad entre los flujos de potencia y las inyecciones de potencia en dichas redes.

Seguidamente el procedimiento convencional de Monte Carlo ha sido usado en el análisis de fiabilidad de las configuraciones tipo de las subestaciones AT/MT que son usuales en las redes malladas de distribución (Capítulo 3). En dicho análisis convencional se han obtenido unos índices de fiabilidad asociados a dichas subestaciones que han sido usados como valores de referencia para la verificación de los resultados obtenidos con la nueva metodología propuesta (Capítulo 5) la cual ha sido desarrollada a partir del procedimiento de enumeración de estados.

Importante tener en cuenta que en ese tipo de análisis tradicional se evalúa la idoneidad de la configuración de una subestación, pero igual de importante es que dicho análisis se plantea para el supuesto de considerar perfectamente fiable la totalidad de los restantes elementos y equipos de la red eléctrica a la que pertenece dicha subestación; es decir, desde el punto de vista del análisis de la fiabilidad ese planteamiento implica suponer a la subestación como un ente desacoplado del resto del sistema eléctrico al que pertenece, lo cual está bastante lejos de la realidad. También es necesario reseñar, que cuando se hace la evaluación de la fiabilidad del modelo nudos-ramas convencional de

un sistema eléctrico, los elementos y equipos de las subestaciones de dicho sistema se suponen todos perfectamente fiables, planteamiento igualmente lejano de la realidad.

Ambos planteamientos son sobre los que se ha trabajado para a partir de los mismos desarrollar la propuesta de mejoras en el tratamiento de las subestaciones y de las redes malladas de distribución en los análisis de fiabilidad. Así, con el procedimiento propuesto se aprovechan las probabilidades no consideradas en los planteamientos antes indicados ya que se combinan analíticamente con los resultados obtenidos con los modelos convencionales, dándose lugar a nuevos modelos para las redes malladas de distribución en los que se incluya la configuración de las subestaciones.

Teniendo presente que en los análisis de los sistemas de energía eléctrica, los modelos tradicionales aplicados a las subestaciones son los denominados “modelo nudo-simple” y “modelo en detalle”, las mejoras presentadas han consistido en la implementación de un nuevo modelo de nudo-simple denominado “modelo condensado” y en el desarrollo de un nuevo procedimiento de análisis de la fiabilidad de la configuración (modelo detallado) de una subestación (Capítulo 5).

Con la propuesta de modelo condensado se posibilita el cálculo de tantos índices de fiabilidad como nudos de demanda existan en una subestación, frente al índice único que se obtendría con el modelo nudo-simple. Por su parte, con el nuevo procedimiento de análisis de la configuración de las subestaciones, se obtienen tanto los índices de fiabilidad de la subestación como la afectación que las contingencias ocurridas en dicha subestación tienen en el resto de subestaciones del sistema eléctrico al que pertenecen, a diferencia del análisis desacoplado del procedimiento clásico.

Íntimamente ligado a los análisis de fiabilidad se encuentran, entre otras cuestiones, el tratamiento de las contingencias y su modelado para su inclusión en el consiguiente análisis de sobrecargas, así como el estudio de la respuesta dada por el resto del sistema eléctrico (sistema externo) cuando se produce una contingencia en una determinada área (sistema interno) de un sistema eléctrico de potencia.

La importancia de esa ligazón nace de la influencia que las citadas contingencias puedan tener en las interrupciones de suministro y de la afectación de éstas en los índices de fiabilidad de los nudos de carga que sufran dicha interrupción del suministro.

En base a la necesidad de mejorar el tratamiento de las contingencias y del consiguiente análisis de sobrecargas y respuesta del sistema externo, es por lo que se ha presentado una nueva formulación del flujo de cargas óptimo en corriente continua en el que se ha incluido tanto la respuesta de la red externa, como el impacto de las contingencias mediante su modelado como inyecciones nodales de potencia activa (Capítulo 4). Recordar que tanto la red externa como las inyecciones de potencia activa que modelan las contingencias se obtienen de la matriz de sensibilidades entre los flujos de potencia activa en las ramas de un sistema eléctrico de potencia y las inyecciones nodales de potencia activa en el mismo.

Con la inclusión de ambas propuestas en el problema de optimización correctivo en continua, se consigue que las inyecciones que modelan tanto las contingencias como el sistema externo adapten sus valores al nuevo estado post-contingencia resultante a partir de las actuaciones correctivas llevadas a cabo por el algoritmo de optimización.

Finalmente, resaltar que tanto el modelado en el problema de optimización de las contingencias como inyecciones ficticias de potencia activa, como la implementación de una red externa equivalente a partir de la matriz de sensibilidad implican que cada vez que se se simula una contingencia asociada al fallo de una rama, el estado posterior a la contingencia es evaluado sin necesidad de tener en consideración la eliminación de la rama en fallo y, en consecuencia, en esa evaluación tampoco es necesario llevar a cabo con antelación un análisis topológico en el estado post-contingencia, ni los demás cálculos asociados a un análisis convencional de sobrecargas.

## 6.2. Conclusiones

Las conclusiones más significativas se resumen seguidamente:

▷ La nueva formulación y metodología basadas en la matriz de sensibilidades entre los flujos de potencia activa en las ramas de un sistema eléctrico de potencia y las inyecciones de potencia activa en el mismo, han mostrado mejores prestaciones que las técnicas convencionales. En concreto:

- Planteada una comparativa (Capítulo 4) a partir de un análisis de contingencias aplicando la formulación propuesta del problema de optimización correctivo tratando contingencias como inyecciones nodales de potencia activa, frente a la formulación convencional del problema de optimización correctivo, se ha obtenido que los resultados presentan errores y un coste computacional inferior a la citada formulación convencional.

A pesar de esa comparativa tan favorable, no debe dejarse de lado el hecho de que alguna contingencia pueda dar lugar realmente a la violación de alguna restricción y que ésta no sea detectada, lo cual está asociado a que en los análisis en continua no se consideran los flujos de reactiva y se asume un sistema eléctrico sin pérdidas.

- Presentado (Capítulo 4) un nuevo modelo de red equivalente externa obtenido a partir de la antes citada matriz de sensibilidades, se ha confeccionado un análisis de fiabilidad comparativo frente al tradicional modelo Ward de red equivalente externa. Los resultados de las simulaciones han permitido concluir que el modelo propuesto de red equivalente externa da lugar a errores en el cálculo inferiores a los obtenidos al utilizar el modelo Ward de red equivalente externa y que, conseqüentemente, dichos resultados son suficientemente precisos desde el punto de vista de la operación de la red.

▷ Los nuevos modelos propuestos para la implementación de las subestaciones en los análisis de fiabilidad han proporcionado unos resultados con errores aceptables y tiempos de cálculo inferiores a los tradicionales modelos de nudo simple y modelo detallado aplicados a las subestaciones. En concreto:

- Un nuevo modelo, denominado condensado (Capítulo 5), se ha propuesto para el tratamiento de las subestaciones en el análisis de fiabilidad del modelo nudos-ramas de un sistema eléctrico de potencia. Con el modelo propuesto, desde el punto de vista del sub-transporte, se obtienen tantos índices de fiabilidad como puntos de demanda existan en una subestación, a diferencia del modelo convencional, con el que desde dicho enfoque (sub-transporte) solamente se obtiene un índice de fiabilidad por cada subestación.
- Se ha propuesto un nuevo procedimiento (Capítulo 5) para el análisis de fiabilidad de la configuración de una subestación que permite evaluar tanto la repercusión que en sus nudos de carga tienen las contingencias con origen en esa subestación, como la afectación de esas contingencias en los nudos de carga de las restantes subestaciones del sistema de sub-transporte.

La citada afectación es posible determinarla y cuantificarla, gracias al tratamiento propuesto para la configuración de las subestaciones que las considera como una parte perteneciente a un sistema eléctrico de potencia, en lugar de analizarlas como entidades desacopladas del

sistema eléctrica el que pertenecen, que es el procedimiento usado en los análisis tradicionales de la fiabilidad.

### 6.3. Aportaciones

El desarrollo de esta tesis ha dado lugar a los trabajos presentados en congresos y a las publicaciones en revistas, que se indican seguidamente:

#### ▷ Congresos

- P. J. Martínez, A. de la Villa Jaén y J. L. Martínez, “Methodology for supervision of transmission and distribution reliability”, 9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering, Marbella, España, Julio de 2005.
- P. J. Martínez, A. de la Villa Jaén y J. L. Martínez, “A new technique for short-term reliability assessment of transmission and distribution networks”, 9th Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, Sweden, Junio de 2006.
- P. J. Martínez, J. L. Martínez y A. de la Villa Jaén, “Sensitivity-based external equivalent for reliability assessment of subtransmission and distribution systems”, 17th Power System Computation Conference, Stockholm, Sweden, Agosto de 2011.

#### ▷ Revistas

- P. J. Martínez, J. L. Martínez, A. de la Villa Jaén y A. Marano, “A novel formulation for DCOPF based on fictitious nodal injections obtained from sensitivity matrix”, International Review of Electrical Engineering, vol.7, n. 3, pp. 4548 – 4556, Junio de 2012.
- P. J. Martínez, A. de la Villa Jaén y J. L. Martínez, “On the subtransmission system reliability analysis based on optimal load-shedding correlated between load points”, International Review of Electrical Engineering, vol.7, n. 4, pp. 5010 – 5021, Agosto de 2012.
- P. J. Martínez, J. L. Martínez, A. Bachiller y D. Monroy, “Teaching reliability analysis of HV/MV substations and distribution feeders using educational software”, International Journal of Electrical Engineering Education, vol.49, n. 4, pp. 365 – 382, Octubre de 2012.
- P. J. Martínez, A. de la Villa Jaén y J. L. Martínez, “A Hybrid Procedure Including Subtransmission Systems and Substations for Reliability Assessment”, IET Generation, Transmission and Distribution. En prensa (DOI:10.1049/iet-gtd.2012.0748), Mayo 2013.
- P. J. Martínez, J. L. Martínez, A. de la Villa Jaén y A. Marano, “A new DC corrective OPF based on generator and branch outages modelled as fictitious nodal injections”, IET Generation, Transmission and Distribution. En revisión (Revision-Number:GTD-2013-0322), Mayo 2013.

## 6.4. Futuras líneas de investigación

En primer lugar, exponer que los sistemas eléctricos de potencia son usualmente estudiados utilizando el escenario demanda-generación más probable. Sin embargo, en los sistemas eléctricos actuales en los que una considerable cantidad de la generación está basada en energías renovables, la incertidumbre de ocurrencia de cada escenario es una nueva variable a considerar.

Conjuntamente con lo anterior, futuros trabajos de investigación pueden ser llevados a cabo en las líneas siguientes.

- Modelado de líneas fuera de servicio y otras actuaciones topológicas (apertura de líneas y modificación de la topología de las subestaciones) para su incorporación como actuaciones correctivas en el problema de optimización.
  
- Desarrollo en alterna del modelado de contingencias como inyecciones nodales ficticias.
  
- Avanzar en las técnicas de análisis por separado de subestaciones y de otros conjuntos cohesionados de la red en cuanto a fiabilidad. De esto último, sirva como ejemplo las agrupaciones de generación, subestaciones y líneas, para la evacuación de la producción de varios parques eólicos.
  
- Análisis y evaluación de las técnicas de árboles de fallos para su integración en la resolución del análisis de la fiabilidad de las configuraciones generadas a partir de los modelos en detalle de las subestaciones.





## Apéndice A

# Indisponibilidad. Tasas de fallo y de reparación

### A.1. Los fallos de los equipos y componentes eléctricos

La interrupción de la explotación de un sistema eléctrico o de una parte de éste, puede ser debida a una/s parada/s programada/s con antelación (descargo) o a una/s parada/s no prevista/s (fallo o contingencia). La literatura internacional denomina *SCHEDULED OUTAGE* al primer tipo de interrupción y *FORCED OUTAGE* al segundo.

Los fallos (forced outage) se cuantifican a partir de su repercusión (impacto) en el sistema eléctrico donde se han producido. Basado en lo anterior, los fallos se distinguen entre sí mediante dos términos básicos que son la probabilidad de ocurrencia y su tiempo de duración.

En función de su duración, los fallos se clasifican en cinco clases. De éstas, las clases 1, 2 y 3 son aquellas concernientes a los fallos con una duración de días, horas y minutos, respectivamente. La clase 4 abarca aquellos fallos con una duración del orden de segundos y la clase 5 a los de una duración del orden de ciclos (milisegundos).

Un fallo puede involucrar a uno o varios equipos o elementos de un sistema eléctrico. En base al número de ellos que se ven afectados, otra clasificación de los fallos es aquella correspondiente a la que los denomina como *fallos pasivos* y *fallos activos*.

Un *fallo pasivo* es aquél que no da lugar a la actuación de los equipos de protección existentes en la zona u área donde se ha producido el fallo. Los fallos pasivos ocurren normalmente por aperturas involuntarias de interruptores o por maniobras en circuitos abiertos.

Un *fallo activo* es un fallo de un equipo o elemento de un sistema eléctrico que causa la operación de los protecciones más cercanas al mismo. Las protecciones tales como interruptores automáticos y/o fusibles son las que, en estos casos, se encargan de actuar para dejar aislado el defecto (equipo o elemento en situación de fallo).

### A.2. Los fallos aleatorios y la tasa de fallo

Para todos los equipos eléctricos y sus componentes, la hipótesis de partida es que éstos no han llegado a su período de desgaste y que sus fallos a consecuencia de la mortalidad infantil han sido

eliminados mediante acciones correctivas ligadas al diseño, o a procedimientos operativos, o a métodos de inspección.

Esta hipótesis equivale a considerar que los equipos y sus componentes se encuentran en su período de vida útil y que en éste se les aplica un adecuado mantenimiento. Por ello, en el caso de que en el citado período se origine algún fallo, el mismo se deberá al azar y, por tanto, se producirá de forma aleatoria en cualquier instante.

Aunque los fallos aleatorios (debidos al azar) son impredecibles y pueden ocurrir en cualquier momento, si se consideran unos períodos de tiempo suficientemente largos (p.e. un año), en ellos siempre se producirá el mismo número de fallos y éstos ocurrirán independientemente de la edad de los equipos. Por ello, en las condiciones expuestas de equipos en su período de vida útil y con un adecuado mantenimiento, la tasa de fallo ( $\lambda$ ) es una constante y se define como el número de fallos esperados por unidad de tiempo para un intervalo temporal dado (ecuación A.1).

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallos}}{\text{Tiempo total de operación de los equipos}} \quad (\text{A.1})$$

La consecuencia inmediata es que la tasa de fallo de un sistema o equipo se mantendrá constante, si el número de componentes en funcionamiento se mantiene constante; por tanto, si un componente falla, hay que repararlo y devolverlo a su estado inicial o bien sustituirlo por otro idéntico. Es decir, los sistemas o equipos que son reparables mantienen constante su tasa de fallo.

### A.2.1. La exponencial negativa: La fiabilidad y la indisponibilidad

En aquellos casos en los que los equipos y sus componentes se analizan en el intervalo durante el cual su tasa de fallo es constante, la función de distribución “exponencial negativa”, Figura A.1, permite predecir de forma precisa su supervivencia.

La distribución exponencial negativa es una función continua de densidad de probabilidad y describe una probabilidad que es decreciente conforme el tiempo “ $t$ ” aumenta. Se expresa mediante la ecuación:  $f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot t}$

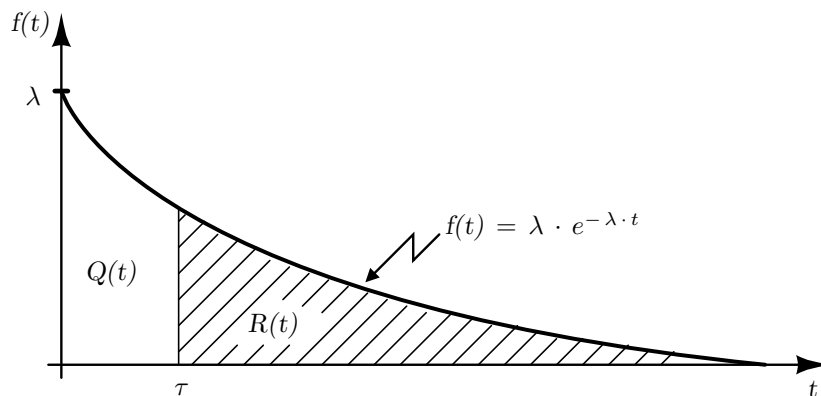


FIGURA A.1 – Función de densidad exponencial negativa.

Bajo la curva exponencial negativa, el área  $R(t)$  desde “ $t = \tau$ ” hasta “ $t = \infty$ ” (Figura A.1) se denomina “fiabilidad” (*reliability*) y responde a la expresión:  $R(t) = e^{-\lambda \cdot t}$

La fiabilidad  $R(t)$  está asociada a la probabilidad de supervivencia de un equipo para un tiempo determinado y sus valores extremos son “1” para “ $t = 0$ ” y “0” para “ $t = \infty$ ”. Esta formulación de  $R(t)$  expresa que para un tiempo concreto la fiabilidad representa la probabilidad de no haberse producido el fallo del equipo o de que dicho equipo se encuentra en situación disponible; de ahí que la fiabilidad también se denomine “disponibilidad”.

Si se determina el área total bajo la curva de distribución exponencial negativa, desde “ $t = 0$ ” hasta “ $t = \infty$ ”, lo que se obtiene es la probabilidad unidad. El complementario de  $R(t)$  a la probabilidad unidad es el área  $Q(t)$  (Figura A.1) y dicha área es la probabilidad de que se produzca el fallo del equipo. Esta probabilidad también se nombra como “indisponibilidad” y verifica:  $Q(t) = 1 - R(t)$

Una propiedad importante de la función de distribución exponencial negativa es que cuando se aplica a cualquier equipo o sistema con una tasa de fallo constante, el valor de la fiabilidad,  $R(t)$ , solo depende de la amplitud del período temporal considerado. Esa misma dependencia es extensible a la probabilidad de fallo  $Q(t)$ .

Lo anterior no quiere decir que un equipo tenga igual probabilidad de supervivencia en cada año de servicio, ya que ésta va disminuyendo en los sucesivos años de servicio, sino que la fiabilidad es independiente del instante inicial. Así, si un sistema o equipo tiene una tasa de fallo  $\lambda$  en el instante inicial, su fiabilidad para un período “ $t_p$ ” es  $e^{-\lambda \cdot t_p}$ . Si al final de este período el sistema o equipo funciona todavía, su fiabilidad para un segundo período de igual amplitud es también:  $R(t) = e^{-\lambda \cdot t_p}$

Por tanto, si un equipo o sistema es reparable la fiabilidad es independiente de su edad; es decir, la probabilidad de estar disponible durante cualquier intervalo de tiempo es independiente del tiempo previo de operación del citado equipo o sistema. Esto último será válido mientras el equipo se encuentre en su período de vida útil.

Los equipos y sistemas que son reparables poseen una tasa de fallo constante y se denominan *sin memoria respecto al fallo* (independiente del tiempo previo de operación), ya que una vez reparados después de un fallo éstos trabajan igual que si fueran nuevos.

Una cualidad importante que se traduce de lo anterior es que el número de fallos producidos durante cualquier intervalo de tiempo depende solamente del número total de unidades en funcionamiento, con lo cual, para un conjunto de equipos o elementos de un sistema, el número de fallos esperados en el período de vida útil es igual a  $\lambda$  veces el número de equipos en dicho conjunto.

### A.3. Tiempo medio hasta el fallo y tiempo medio de reparación

Una vez definida la fiabilidad como la probabilidad de supervivencia, esa definición hace factible realizar el ensayo consistente en poner en funcionamiento un gran número de equipos y dejarlos trabajando hasta que fallen.

Con ese ensayo, a su vez, se puede hacer el planteamiento de que la fiabilidad en un instante cualquiera  $t$ , también se puede definir como la razón del número  $N_S$  de equipos que aún funcionan (sobreviven) en ese instante, respecto al número total  $N_T$  de equipos iniciales.

$$Fiabilidad = \frac{N_S}{N_T} = \frac{N_T - N_F}{N_T} = 1 - \frac{N_F}{N_T}$$

donde  $N_F$  es el número de equipos que han fallado hasta ese instante.

En el citado ensayo, el *tiempo medio hasta el fallo* “ $m$ ” puede hallarse sumando los tiempos de fallo y dividiéndolos por el número de unidades que han fallado, lo cual no es más que el tiempo medio de ocurrencia de fallos.

$$m = \frac{\sum_1^{N_F} \text{Tiempos hasta el fallo}}{N_F}$$

El tiempo medio hasta el fallo es un valor estadístico y, por tanto, su significado es el correspondiente al valor medio obtenido en un ensayo en el cual se considera un amplio intervalo de tiempo (p.e. un año) y un elevado número de equipos. Además, en el caso de aquellos sistemas y equipos que son reparables (que tienen una tasa de fallo constante), para ese intervalo de tiempo suficientemente amplio, se cumple que el tiempo medio hasta el fallo es el inverso de la tasa de fallo:  $m = (1/\lambda)$

La literatura internacional asigna a este tiempo la denominación MTTF, la cual no es más que la agrupación de las siglas de la expresión “Mean Time To Failure”. En la Figura A.2 se ha representado dicho tiempo en un intervalo temporal delimitado por dos intervalos correspondientes a las tareas de mantenimiento, reparación o sustitución.

Si se consideran los intervalos temporales, Figura A.2, desde que un equipo entra en funcionamiento hasta que sufre un fallo y pasa a un proceso de reparación, se puede definir la disponibilidad como la razón del tiempo en que el sistema es apto (utilizable) al tiempo total en que se necesita o puede necesitarse. El tiempo total es la suma del tiempo en el que el sistema está apto y del tiempo en el que no lo está, con lo cual la disponibilidad queda expresada como:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Tiempo sistema apto}}{\text{Tiempo sistema apto} + \text{Tiempo sistema no-apto}} \quad (\text{A.2})$$

donde el tiempo de ineptitud es el producto del número de acciones de mantenimiento o reparación que requieren parar el funcionamiento por el tiempo medio en cada acción de reparación o mantenimiento.

El tiempo de ineptitud incluye tiempos de paradas tanto programadas como no programadas y no es más que el *tiempo medio de reparación*. Este tiempo medio se representa por la letra “r” y en la bibliografía internacional se menciona como MTTR, siendo esta última la abreviatura de “Mean Time To Repair”. Para el análisis de sistemas y equipos en los que su tasa de fallo es constante y en el que se considera un intervalo temporal lo suficientemente amplio (p.e. un año), se verifica que la tasa de reparación “ $\mu$ ” es la inversa del tiempo medio de reparación:  $\mu = (1/r)$

Introduciendo en la ecuación A.2 el tiempo medio de reparación y el tiempo medio hasta el fallo, Figura A.2, se obtiene la siguiente relación:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{MTTF}}{\text{MTTF} + \text{MTTR}} \quad (\text{A.3})$$

En la Figura A.2 es importante tener en cuenta el parámetro MTBF (Mean Time Between Failure) que es el *tiempo medio entre fallos* y, por tanto, una medida de la fiabilidad. Este tiempo medio también permite definir a la disponibilidad mediante la expresión:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF} + \text{MTTR}} \quad (\text{A.4})$$

A veces no es necesario que un equipo o sistema sea todo lo fiable que pudiera (MTBF), sino que sea utilizable el máximo porcentaje del tiempo posible (MTTF). Al principio, esta afirmación puede parecer contradictoria pero la realización de un adecuado mantenimiento, reparación o sustitución puede compensar la indisponibilidad (MTTR).

Es decir, para un equipo o sistema con un determinado valor de fiabilidad (MTBF) y en el que se consigue reducir el tiempo medio de reparación (MTTR) - disminución de la indisponibilidad - lo que se obtiene es un aumento del tiempo medio hasta el fallo (MTTF) en la misma cuantía de la citada reducción. La consecuencia inmediata es que sin que haya variado la fiabilidad - probabilidad de supervivencia - se ha aumentado el tiempo de servicio o tiempo que el equipo o sistema está disponible (crece la disponibilidad).

Igualmente, si la tendencia es hacia una disminución del MTBF (baja la fiabilidad) es preciso disminuir también el tiempo medio necesario para realizar una reparación a fin de mantener la disponibilidad.

La *Disponibilidad* o probabilidad de estar disponible y la *Indisponibilidad* o probabilidad de no estar disponible se mencionan en la bibliografía internacional como  $A$  (*Availability*) y  $U$  (*Unavailability*), respectivamente, aunque también son usuales las denominaciones  $P_0$  en lugar de  $A$  y  $P_1$  en lugar de  $U$ . La Figura A.3 incluye el cálculo de  $P_0$  y  $P_1$  tanto a partir de las tasas de fallo y de reparación ( $\lambda$  y  $\mu$ ), como usando los tiempos medios hasta el fallo y de reparación (MTTF y MTTR).

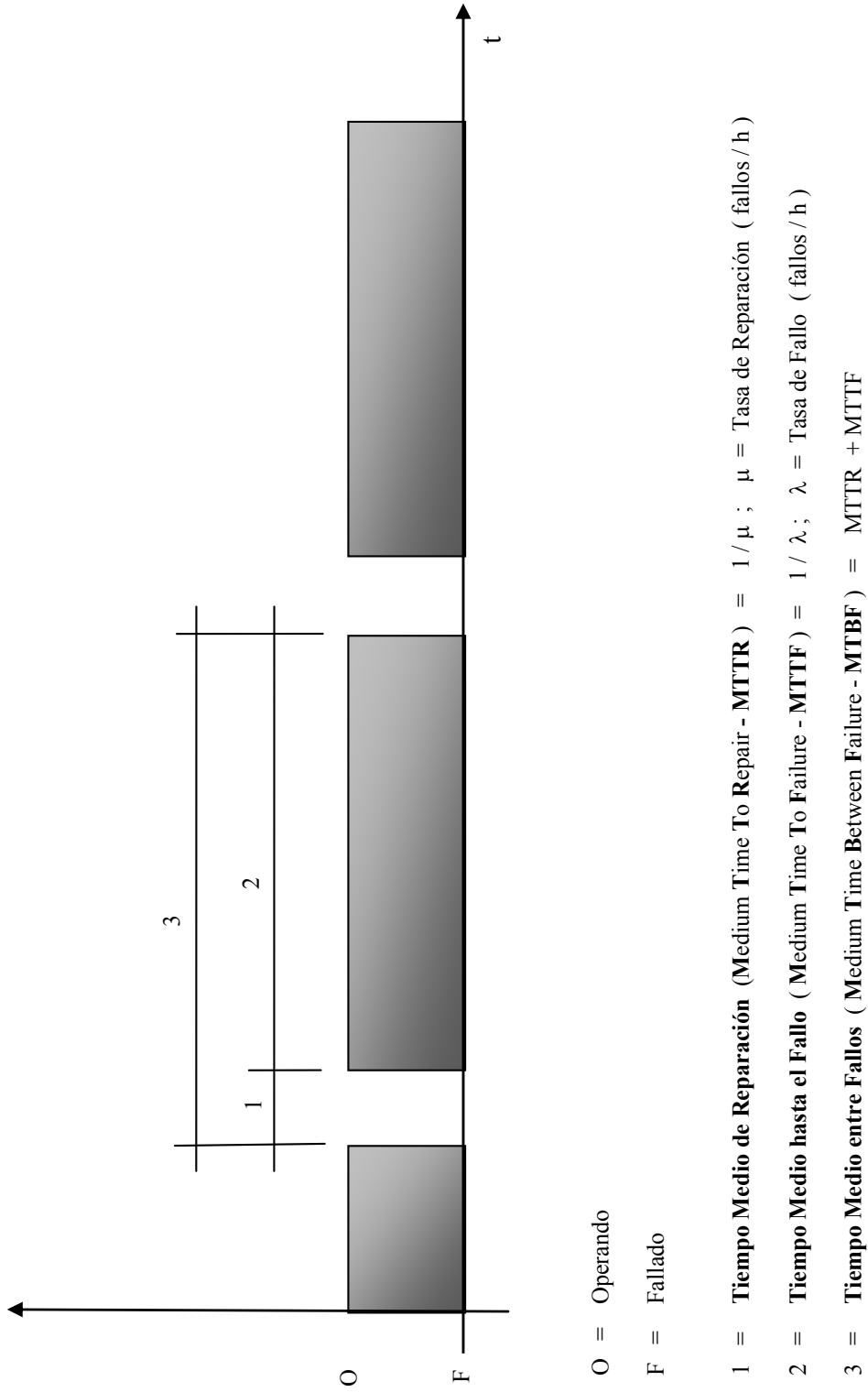


FIGURA A.2 – Tasas y tiempos medios. Relación temporal.

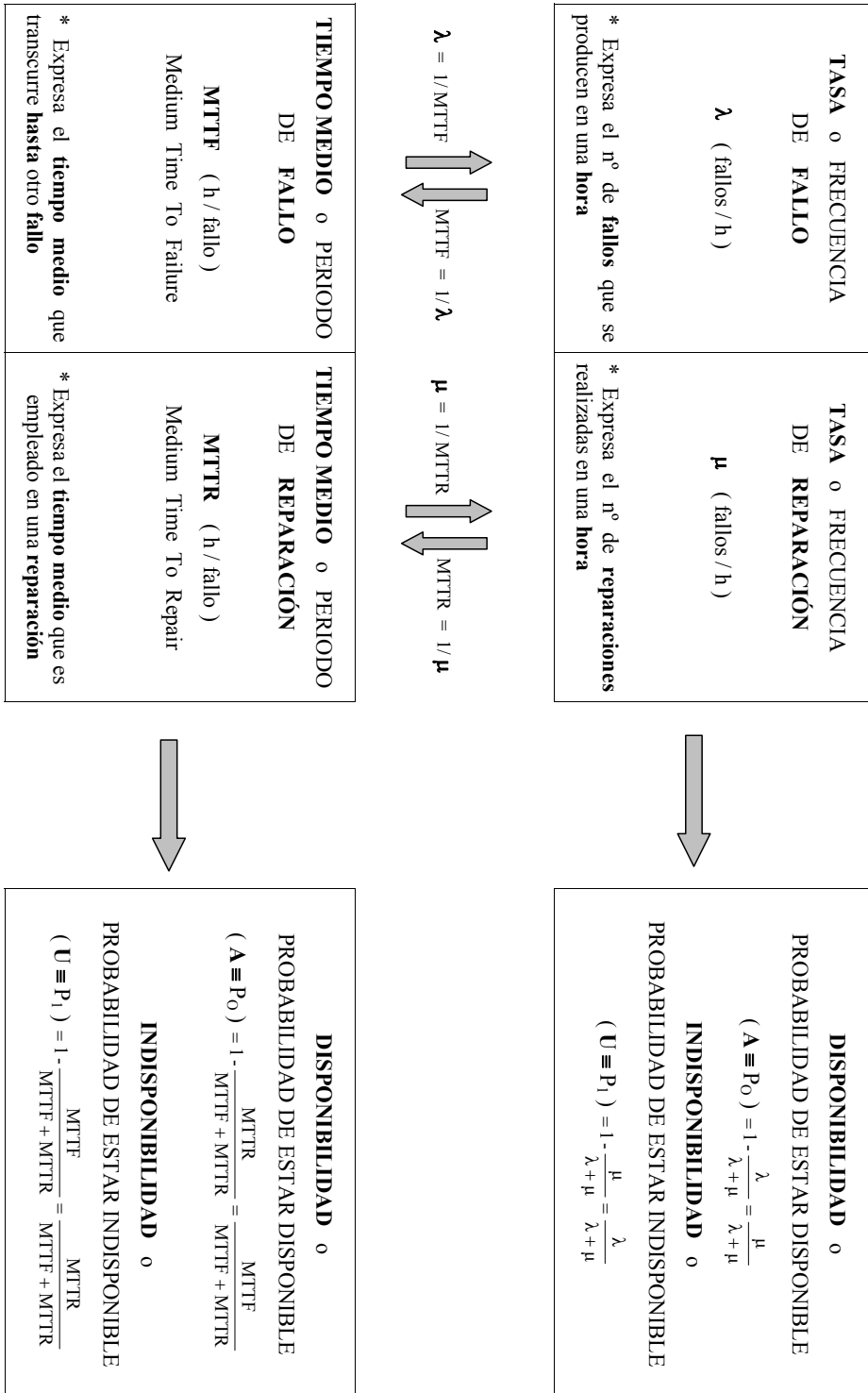


Figura A.3 – Disponibilidad e indisponibilidad. Expresiones de cálculo.

## A.4. Tasas de fallo y tiempos de reparación de los equipos y componentes eléctricos

En este apartado se han incluido los valores de las tasas de fallo ( $\lambda$ ) y de los tiempos medios de reparación ( $r$ ) que han sido empleados en la evaluación de la fiabilidad de los sistemas eléctricos analizados en esta tesis.

En el cálculo de dichos valores ( $\lambda$  y  $r$ ), solamente han sido considerados los fallos activos, ya que las interrupciones debidas a paradas programadas y a los fallos pasivos no han sido tenidos en cuenta. Por tanto, se ha asumido que se han programado acciones correctivas para minimizar su impacto en la operación del sistema eléctrico en el que se puedan ocurrir.

Los datos de las tablas incluidas seguidamente, se han obtenido a partir de [1] [20] [29] [36] [58] [105] [106].

TABLA A.1 – Tasas de fallo y tiempos medios de reparación de la armadura y embarrado.

Nº	Equipo/componente tipo	Tasa de Fallo $\lambda$ (fallos/año)	Tiempo de Reparación $r$ (fallos/hora)
1	Interruptor AT	0,0071	0,0139
2	Pararrayos AT	0,0146	0,1667
3	Interruptor MT	0,0019	0,3333
4	Pararrayos MT	0,0150	0,2000
5	Embarrado	0,0220	0,1000

TABLA A.2 – Tasas de fallo y tiempos medios de reparación de los equipos de medida.

Nº	Equipo/componente tipo	Tasa de Fallo $\lambda$ (fallos/año)	Tiempo de Reparación $r$ (fallos/hora)
1	Transformador intensidad AT	0,0014	0,2000
2	Transformador tensión AT	0,0014	0,2000
3	Transformador intensidad MT	0,0020	0,2500
4	Transformador tensión MT	0,0020	0,2500

TABLA A.3 – Tasas de fallo y tiempos medios de reparación de los generadores.

Nº	Equipo/componente tipo	Tasa de Fallo $\lambda$ (fallos/año)	Tiempo de Reparación $r$ (fallos/hora)
1	Generador - carbón	4,4694	0,0250
2	Generador - nuclear	7,9636	0,0067
3	Generador - ciclo combinado	7,3000	0,0200
4	Generador - hidráulico	4,4694	0,0500

TABLA A.4 – Tasas de fallo y tiempos medios de reparación de las líneas y transformadores de potencia.

Nº	Equipo/componente tipo	Tasa de Fallo $\lambda$ (fallos/año)	Tiempo de Reparación $r$ (fallos/hora)
1	Transformador de potencia	0,0013	0,0083
2	Línea aérea	0,0270 *	0,1000

\* en el caso de la línea aérea la tasa de fallo es por unidad de longitud en km



## Apéndice B

# Red de prueba IEEE-RTS

### B.1. Red de prueba de 24 nudos

La IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS) es una red de 24 barras/nudos (Figura B.1) que fue planteada por la *Reliability Test System Task Force* y cuya importancia radica en que fue diseñada para disponer de una base de datos estándar y ser usada como referencia en los estudios comparativos aplicando diferentes métodos de análisis de evaluación de la fiabilidad de los sistemas de energía eléctrica. No obstante, debido a que contiene los principales elementos existentes en una red eléctrica, también ha sido y es empleada para otro tipo de estudios de análisis de sistemas eléctricos de potencia.

La descripción detallada de la red IEEE-RTS, inclusive los esquemas unifilares de las subestaciones, puede encontrarse en la referencia [105]. De esa referencia, una primera información a destacar es que de las 24 barras que constituyen la red, en 11 de ellas hay grupos de generación y que, además, la barra 14 tiene conectado un condensador síncrono y la barra 6 posee una reactancia shunt con un valor nominal de 100 MVA.

Otra información importante es que la red IEEE-RTS está dividida en dos sistemas con tensiones distintas, uno de 138 kV (barras 01 a 10 inclusive) y otro de 230 kV (barras 11 a 24 inclusive). Esos sistemas se encuentran interconectados entre sí mediante 5 unidades transformadoras de tomas variables.

En la referencia [105] el valor de las cargas viene definido de forma estacional mediante una carga de punta asignada a cada nudo de la red y para la que se indica el porcentaje de esa carga que se alcanza en cada semana, día y hora del año. En las simulaciones realizadas se ha considerado un día de carga punta de una semana de la temporada estival. Para ese día la carga punta se produce a las 18 : 00 h y en ella la demanda asciende a 28,50 pu (2850 MW), la cual está casi equitativamente repartida entre las dos áreas que conforman el sistema. En el área de 230 kV (generación y transporte) la demanda asciende a 15,18 pu, mientras que en el área de 138 kV (sub-transporte) alcanza el valor de 13,32 pu.

Ese reparto casi equitativo en la demanda, no se traduce en el mismo sentido en el caso de la generación. En el área de 230 kV la generación es de 22,66 pu (2266 MW), con lo que resulta un exceso de generación frente a la demanda de 7,48 pu. Y, por su parte, en el área de 138 kV la generación es de 5,84 pu (584 MW), con lo que el déficit de generación en la misma es de 7,48 pu. Obviamente al ser ese balance nulo, las pérdidas de potencia del sistema son asumidas por el generador de referencia.

La información relativa a la demanda de potencia y a las unidades de generación se ha recopilado en

la Tabla B.1 y los parámetros de los transformadores y de las líneas han sido recogidos, respectivamente, en la Tabla B.2 y en la Tabla B.3. Las unidades expresadas en por unidad (pu) utilizan una potencia base de 100 MVA. Finalmente, en el apartado B.3 del presente apéndice, se han incluido los esquemas unifilares de las subestaciones de esta red.

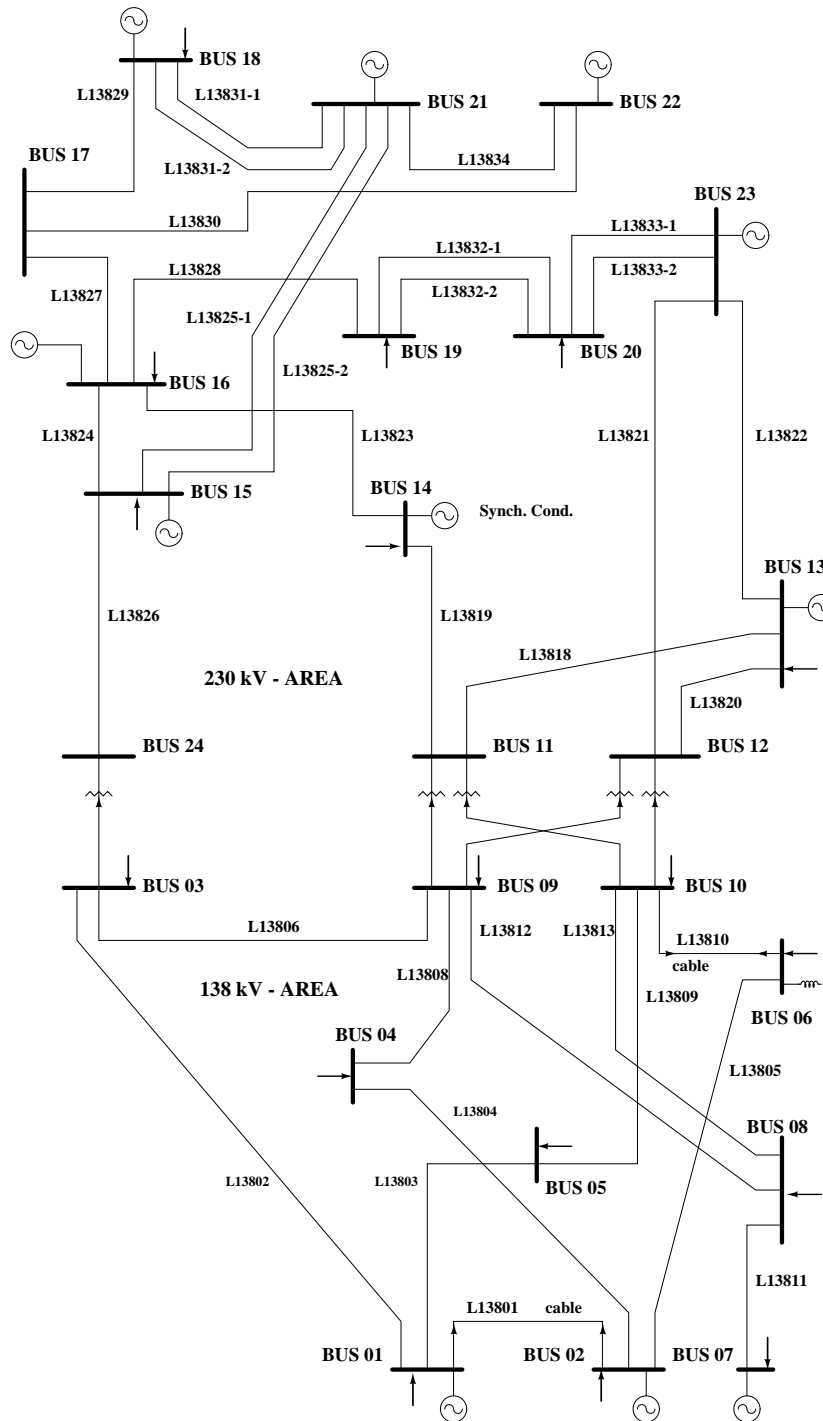


FIGURA B.1 – Diagrama de la red IEEE-RTS.

TABLA B.1 – Datos de la generación y demanda de la red IEEE-RTS.

Nº	Subestación	Generación Máximo (MW)	Generación Prevista (pu)	Demanda Prevista (pu)
1	01	192	1,72	1,08
2	02	192	1,72	0,97
3	03	0	0	1,80
4	04	0	0	0,74
5	05	0	0	0,71
6	06	0	0	1,36
7	07	300	2,40	1,25
8	08	0	0	1,71
9	09	0	0	1,75
10	10	0	0	1,95
11	13	591	2,85	2,65
12	14	0	0	1,94
13	15	215	2,15	3,17
14	16	155	1,55	1,00
15	18	400	3,58	3,33
16	19	0	0	1,81
17	20	0	0	1,28
18	21	400	3,58	0
19	22	300	3,00	0
20	23	660	5,95	0

TABLA B.2 – Datos de los transformadores de la red IEEE-RTS.

Nº	De barra	A barra	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$P^{max}$ (MVA)
1	3	24	0,0020	0,0840	400
2	9	11	0,0020	0,0840	400
3	9	12	0,0020	0,0840	400
4	10	11	0,0020	0,0840	400
5	10	12	0,0020	0,0840	400

TABLA B.3 – Datos de las líneas de la red IEEE-RTS.

Nº	De barra	A barra	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$P^{max}$ (MW)
1	1	2	0,0030	0,0140	175
2	1	3	0,0550	0,2110	175
3	1	5	0,0220	0,0850	175
4	2	4	0,0330	0,1270	175
5	2	6	0,0500	0,1920	175
6	3	9	0,0310	0,1190	175
7	4	9	0,0270	0,1040	175
8	5	10	0,0230	0,0880	175
9	6	10	0,0140	0,0610	175
10	7	8	0,0160	0,0610	175
11	8	9	0,0430	0,1650	175
12	8	10	0,0430	0,1650	175
13	11	13	0,0060	0,0480	500
14	11	14	0,0050	0,0420	500
15	12	13	0,0060	0,0480	500
16	12	23	0,0120	0,0970	500
17	13	23	0,0110	0,0870	500
18	14	16	0,0050	0,0590	500
19	15	16	0,0020	0,0170	500
20	15	21	0,0030	0,0245	1000
21	15	24	0,0070	0,0520	500
22	16	17	0,0030	0,0260	500
23	16	19	0,0030	0,0230	500
24	17	18	0,0020	0,0140	500
25	17	22	0,0140	0,1050	500
26	18	21	0,0015	0,0130	1000
27	19	20	0,0025	0,0200	1000
28	20	23	0,0015	0,0110	1000
29	21	22	0,0090	0,0680	500

## B.2. Red IEEE-RTS: Disponibilidad de los equipos y componentes eléctricos

En la tabla B.4 se expone la probabilidad “ $p(N - 0)$ ” del estado de NO-FALLO, tanto para el caso del análisis en el que se incluyen solamente los fallos de los equipos del área de sub-transporte (SISTEMA-INTERNO) en el nivel a 138 kV, como para el análisis extendido a los fallos en la red IEEE-RTS al completo (SISTEMA-INTERNO más SISTEMA-EXTERNO) incluyendo los niveles de 220 kV y 138 kV. En la tabla B.5 y en la tabla B.6 se exponen las tasas de fallo ( $\lambda$ ) y de reparación ( $\mu$ ) y las probabilidades individualizadas por equipo de encontrarse en situación disponible ( $P_0$ ).

TABLA B.4 – IEEE-RTS: Probabilidades  $p(N - 0)$  para el estado de NO-FALLO.

<b>Red IEEE-RTS : The IEEE Reliability Test System</b>		
Nº de generadores del tipo Oil / Turbine en el área de 138 kV ( Sistema Interno )	=	4.0
Nº de generadores del tipo Oil / Steam en el área de 138 kV ( Sistema Interno )	=	3.0
Nº de generadores del tipo Coal / Steam en el área de 138 kV ( Sistema Interno )	=	4.0
Nº de generadores del tipo Oil / Steam en el área de 230 kV ( Sistema Externo )	=	8.0
Nº de generadores del tipo Coal / Steam en el área de 230 kV ( Sistema Externo )	=	5.0
Nº de generadores del tipo Hydro en el área de 230 kV ( Sistema Externo )	=	6.0
Nº de generadores del tipo Nuclear en el área de 230 kV ( Sistema Externo )	=	2.0
Nº de transformadores en el área de 138 kV ( Sistema Interno )	=	21.0
Nº de transformadores de Interconexión ( TIE-LINE ) entre áreas de 138 kV y 230 kV	=	5.0
Nº de líneas en el área de 138 kV ( Sistema Interno )	=	12.0
Nº de líneas en el área de 230 kV ( Sistema Externo )	=	21.0
<b>Red de Sub-transporte de 138 kV de IEEE-RTS</b>	<b>EQUIPOS p( N-0 )</b>	<b>SISTEMA p( N-0 )</b>
Líneas 138 kV =	0.98891	
Transformadores =	0.99954	
Generación Oil / Turbine =	0.65610	
Generación Oil / Steam =	0.88474	
Generación Coal / Steam =	0.92237	
Área de 138 kV =		5.292296E-01
<b>Red IEEE-RTS ( 138 kV y 230 kV )</b>	<b>EQUIPOS p( N-0 )</b>	<b>SISTEMA p( N-0 )</b>
Líneas 230 kV =	0.98015	
Generación Oil / Steam =	0.77500	
Generación Coal / Steam =	0.78140	
Generación Hydro =	0.94148	
Generación Nuclear =	0.77440	
Áreas de 138 kV y 230 kV =		4.327547E-01

TABLA B.5 – IEEE-RTS: Disponibilidad de los equipos y componentes eléctricos (I/II).

<b>Red IEEE-RTS : The IEEE Reliability Test System</b>							
<p><b>FOR ( Forced Outage Rated ) = <math>P_i</math></b>  <b>MTTF = Medium Time To Failure = <math>( 1 / \lambda )</math></b>  <b>MTTR = Medium Time To Repair = <math>( 1 / \mu )</math></b>  <math>\lambda</math> = Tasa de fallo ( fallos / hora )  <math>\mu</math> = Tasa de reparación ( fallos / hora )</p>			<p><b>Potencia Base ( MVA ) = 100.00</b>  <b>Tensión Base ( kV ) = 230.00</b>  <b>Impedancia Base ( <math>\Omega</math> ) = 529.00</b>  <b>Longitud Base ( miles ) = 73.00</b>  <b>Horas-año = 8760.00</b></p>				
<p><b><math>P_d</math></b> es la probabilidad ( pu ) de que el componente esté en estado DISPONIBLE. También se suele representar por <math>P_o</math>.  <b><math>P_i</math></b> es la probabilidad ( pu ) de que el componente esté en estado INDISPONIBLE. También se suele representar por <math>P_1</math>.  <b><math>P_i = ( 1 - P_d )</math></b></p>							
<b>Transformadores</b>		<b><math>\lambda A</math> (fallos/año)</b>	<b><math>\lambda</math> (fallos/hora)</b>	<b><math>\mu</math> (fallos/hora)</b>	<b><math>P_d</math> ( pu )</b>	<b><math>P_i</math> ( pu )</b>	
		0.00130	1.484018E-07	8.333333E-03	<b>9.999822E-01</b>	1.780790E-05	
<b>Generadores</b>		<b><math>\lambda A</math> (fallos/año)</b>	<b><math>\lambda</math> (fallos/hora)</b>	<b><math>\mu</math> (fallos/hora)</b>	<b><math>P_d</math> ( pu )</b>	<b><math>P_i</math> ( pu )</b>	
	Potencia (MW)						
	Oil / Turbine	20	19.4667	2.222222E-03	2.000000E-02	<b>9.000000E-01</b>	1.000000E-01
	Oil / Steam	100	7.3000	8.333333E-04	2.000000E-02	<b>9.600000E-01</b>	4.000000E-02
	Oil / Steam	197	9.2211	1.052632E-03	2.000000E-02	<b>9.500000E-01</b>	5.000000E-02
	Oil / Steam	12	2.9796	3.401361E-04	1.666667E-02	<b>9.800000E-01</b>	2.000000E-02
	Coal / Steam	76	4.4694	5.102041E-04	2.500000E-02	<b>9.800000E-01</b>	2.000000E-02
	Coal / Steam	155	9.1250	1.041667E-03	2.500000E-02	<b>9.600000E-01</b>	4.000000E-02
	Coal / Steam	350	7.6174	8.695652E-04	1.000000E-02	<b>9.200000E-01</b>	8.000000E-02
	Hydro	50	4.4242	5.050505E-04	5.000000E-02	<b>9.900000E-01</b>	1.000000E-02
	Nuclear / LWR	400	7.9636	9.090909E-04	6.666667E-03	<b>8.800000E-01</b>	1.200000E-01

Tabla B.6 – IEEE-RTS: Disponibilidad de los equipos y componentes eléctricos (II/II).

Líneas 138 kV		$\lambda Ak$ (fallos/año/km)	$\lambda$ (fallos/hora)	$\mu$ (fallos/hora)	Pd (pu)	Pi (pu)
	Longitud (km)	0.02700		0.10000		
L13801	3.00	9.246575E-06	9.999075E-01	9.999075E-01	9.999075E-01	9.245720E-05
L13802	55.00	1.695205E-04	9.983077E-01	9.983077E-01	9.983077E-01	1.692337E-03
L13803	22.00	6.780822E-05	9.993224E-01	9.993224E-01	9.993224E-01	6.776227E-04
L13804	33.00	1.017123E-04	9.989839E-01	9.989839E-01	9.989839E-01	1.016090E-03
L13805	50.00	1.541096E-04	9.984613E-01	9.984613E-01	9.984613E-01	1.538725E-03
L13806	31.00	9.554795E-05	9.990454E-01	9.990454E-01	9.990454E-01	9.545674E-04
L13808	27.00	8.321918E-05	9.991685E-01	9.991685E-01	9.991685E-01	8.314998E-04
L13809	23.00	7.089041E-05	9.992916E-01	9.992916E-01	9.992916E-01	7.084019E-04
L13810	16.00	4.931507E-05	9.995071E-01	9.995071E-01	9.995071E-01	4.929076E-04
L13811	16.00	4.931507E-05	9.995071E-01	9.995071E-01	9.995071E-01	4.929076E-04
L13812	43.00	1.325342E-04	9.986764E-01	9.986764E-01	9.986764E-01	1.323588E-03
L13813	43.00	1.325342E-04	9.986764E-01	9.986764E-01	9.986764E-01	1.323588E-03
	Longitud (km)	0.02700		0.10000		
Líneas 230 kV						
L23018	33.00	1.017123E-04	9.989839E-01	9.989839E-01	9.989839E-01	1.016090E-03
L23019	29.00	8.938356E-05	9.991070E-01	9.991070E-01	9.991070E-01	8.930374E-04
L23020	33.00	1.017123E-04	9.989839E-01	9.989839E-01	9.989839E-01	1.016090E-03
L23021	67.00	2.065068E-04	9.979392E-01	9.979392E-01	9.979392E-01	2.060813E-03
L23022	60.00	1.849315E-04	9.981541E-01	9.981541E-01	9.981541E-01	1.845901E-03
L23023	27.00	8.321918E-05	9.991685E-01	9.991685E-01	9.991685E-01	8.314998E-04
L23024	12.00	3.698630E-05	9.996303E-01	9.996303E-01	9.996303E-01	3.697263E-04
L23025-1	34.00	1.047945E-04	9.989532E-01	9.989532E-01	9.989532E-01	1.046848E-03
L23025-2	34.00	1.047945E-04	9.989532E-01	9.989532E-01	9.989532E-01	1.046848E-03
L23026	36.00	1.109589E-04	9.988916E-01	9.988916E-01	9.988916E-01	1.108359E-03
L23027	18.00	5.547945E-05	9.994455E-01	9.994455E-01	9.994455E-01	5.544869E-04
L23028	16.00	4.931507E-05	9.995071E-01	9.995071E-01	9.995071E-01	4.929076E-04
L23029	10.00	3.082192E-05	9.996919E-01	9.996919E-01	9.996919E-01	3.081242E-04
L23030	73.00	2.250000E-04	9.977551E-01	9.977551E-01	9.977551E-01	2.244949E-03
L23031-1	18.00	5.547945E-05	9.994455E-01	9.994455E-01	9.994455E-01	5.544869E-04
L23031-2	18.00	5.547945E-05	9.994455E-01	9.994455E-01	9.994455E-01	5.544869E-04
L23032-1	27.50	8.476027E-05	9.991531E-01	9.991531E-01	9.991531E-01	8.468849E-04
L23032-2	27.50	8.476027E-05	9.991531E-01	9.991531E-01	9.991531E-01	8.468849E-04
L23033-1	15.50	4.777397E-05	9.995225E-01	9.995225E-01	9.995225E-01	4.775116E-04
L23033-2	15.50	4.777397E-05	9.995225E-01	9.995225E-01	9.995225E-01	4.775116E-04
L23034	47.00	1.448630E-04	9.985635E-01	9.985635E-01	9.985635E-01	1.446535E-03

### B.3. Modelos en detalle de las subestaciones de la red IEEE-RTS

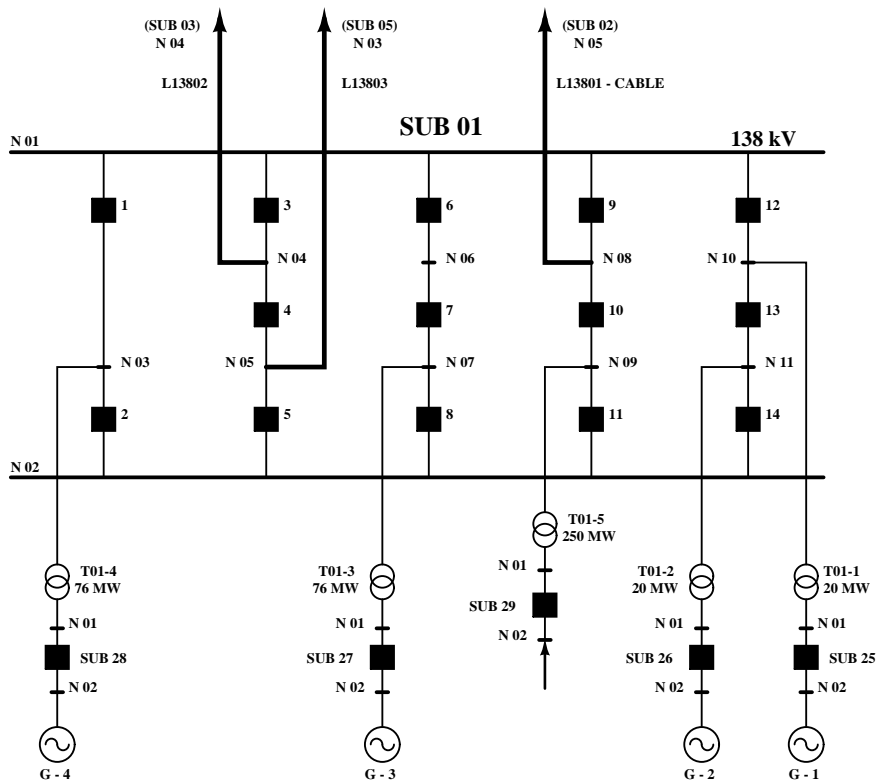


FIGURA B.2 – Unifilar de la subestación 01 de la IEEE-RTS.

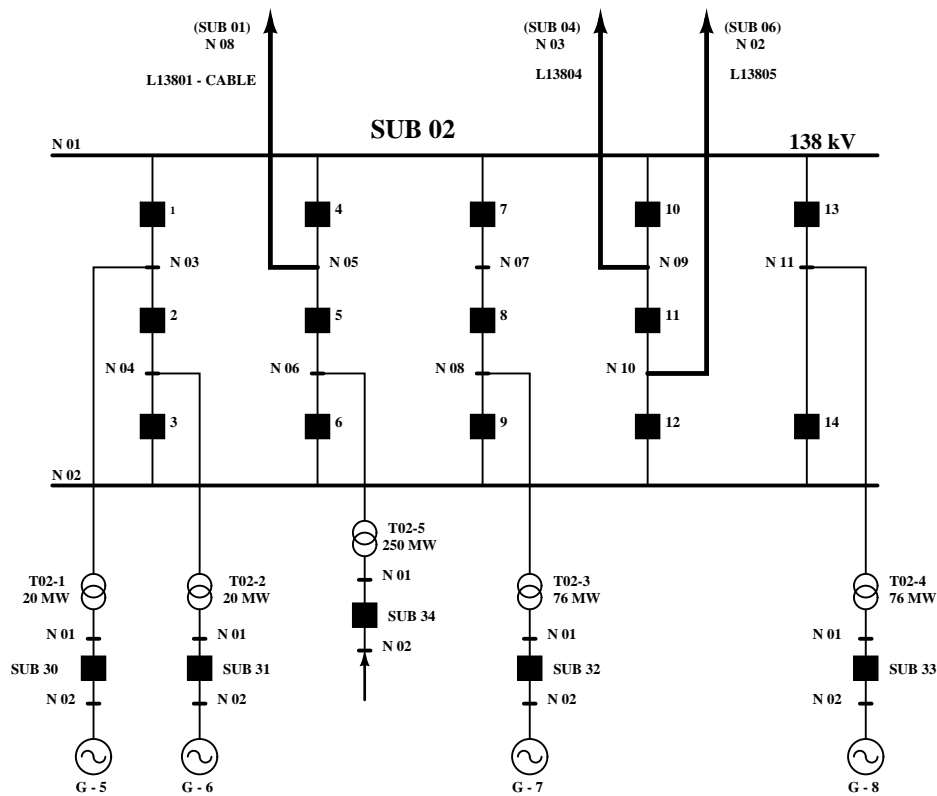


FIGURA B.3 – Unifilar de la subestación 02 de la IEEE-RTS.



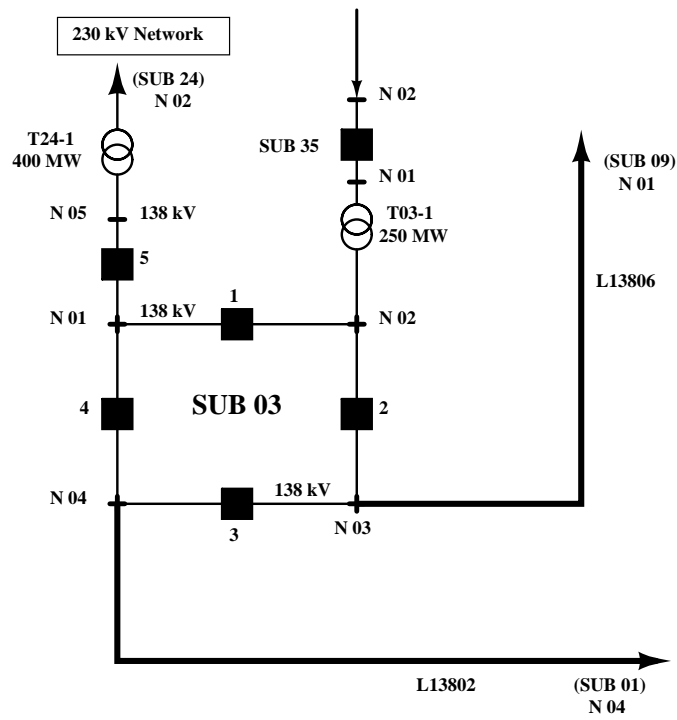


FIGURA B.4 – Unifilar de la subestación 03 de la IEEE-RTS.

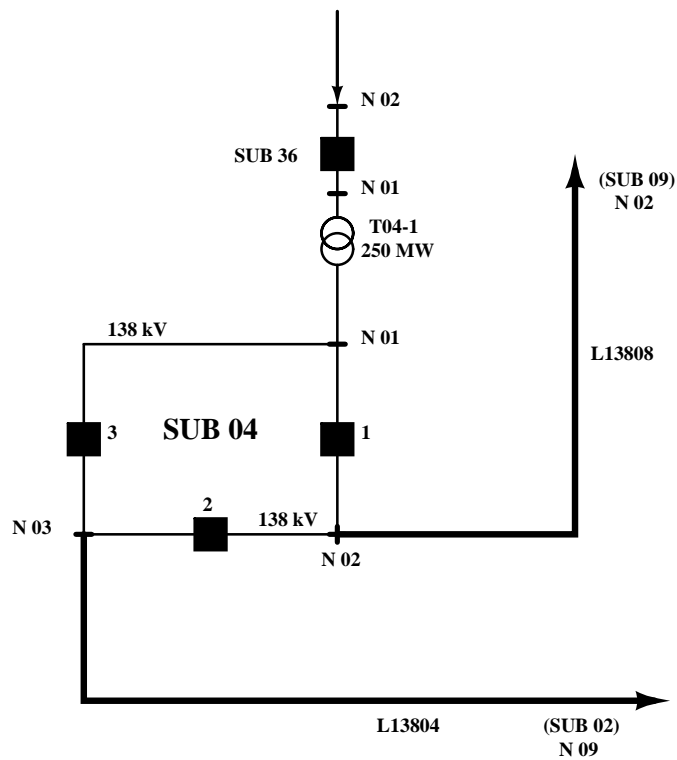


FIGURA B.5 – Unifilar de la subestación 04 de la IEEE-RTS.

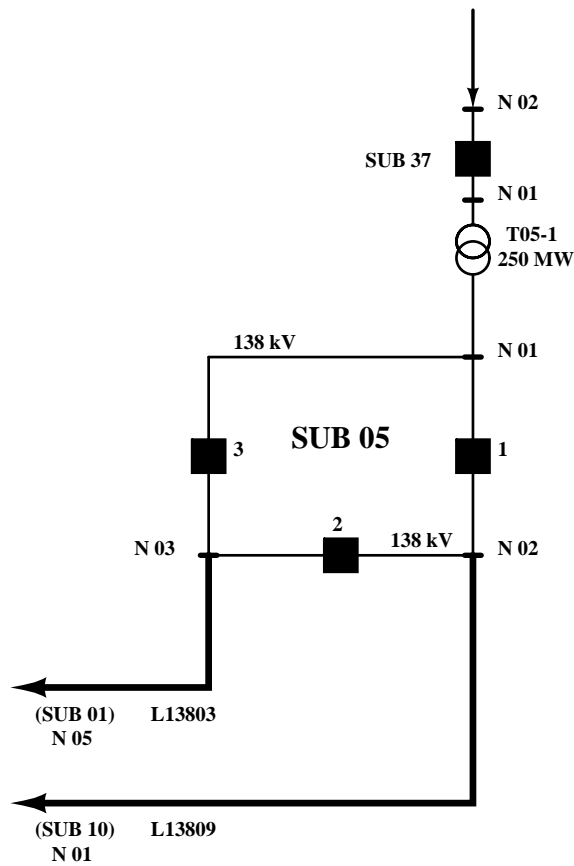


FIGURA B.6 – Unifilar de la subestación 05 de la IEEE-RTS.

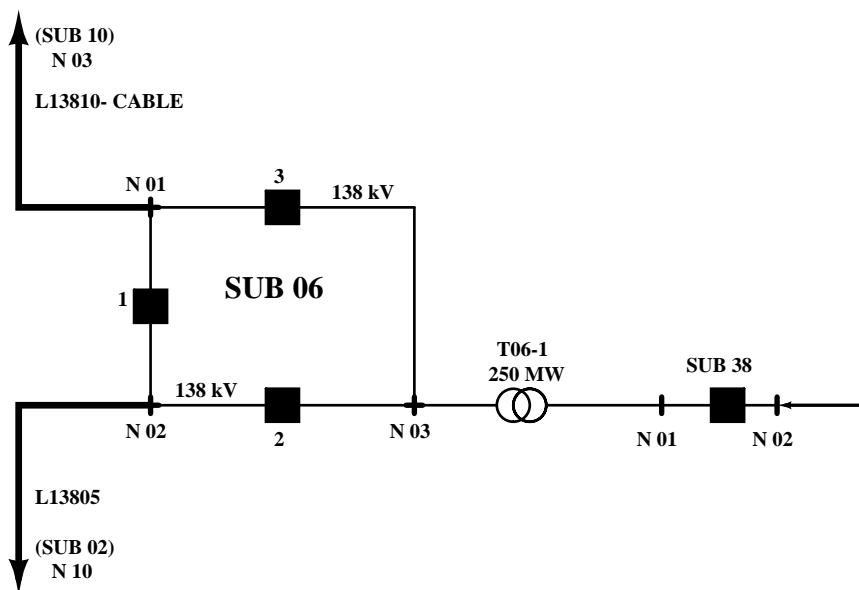


FIGURA B.7 – Unifilar de la subestación 06 de la IEEE-RTS.

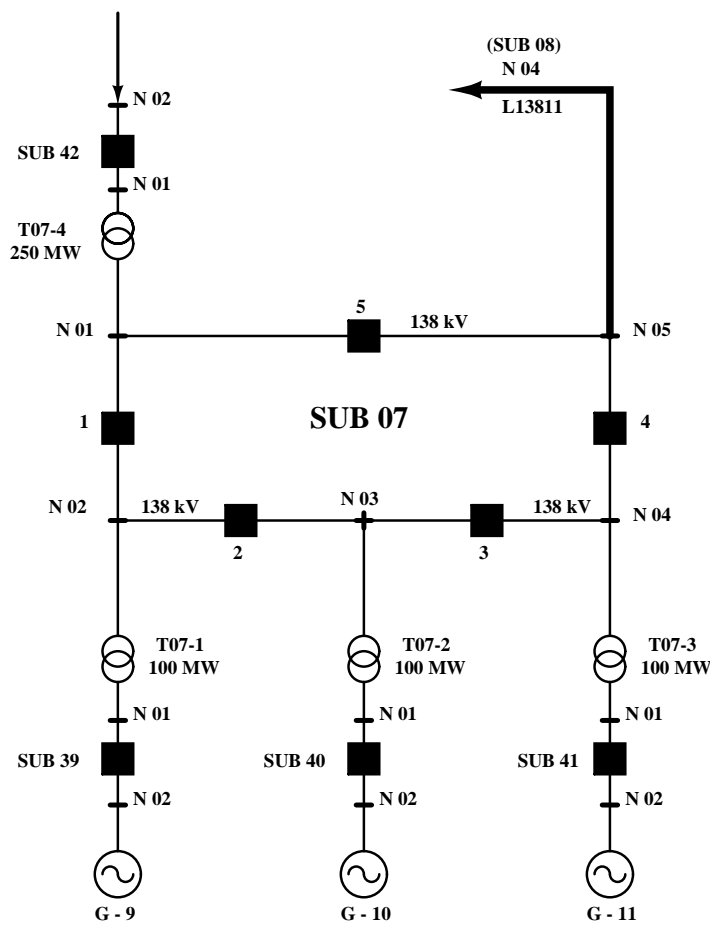


FIGURA B.8 – Unifilar de la subestación 07 de la IEEE-RTS.

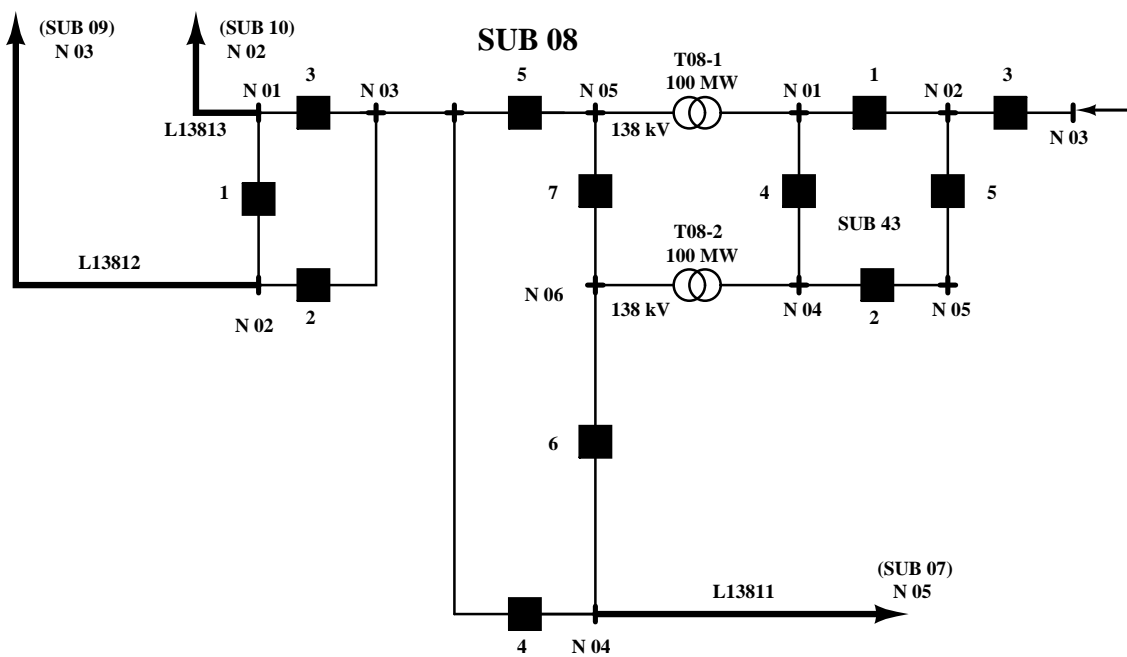


FIGURA B.9 – Unifilar de la subestación 08 de la IEEE-RTS.

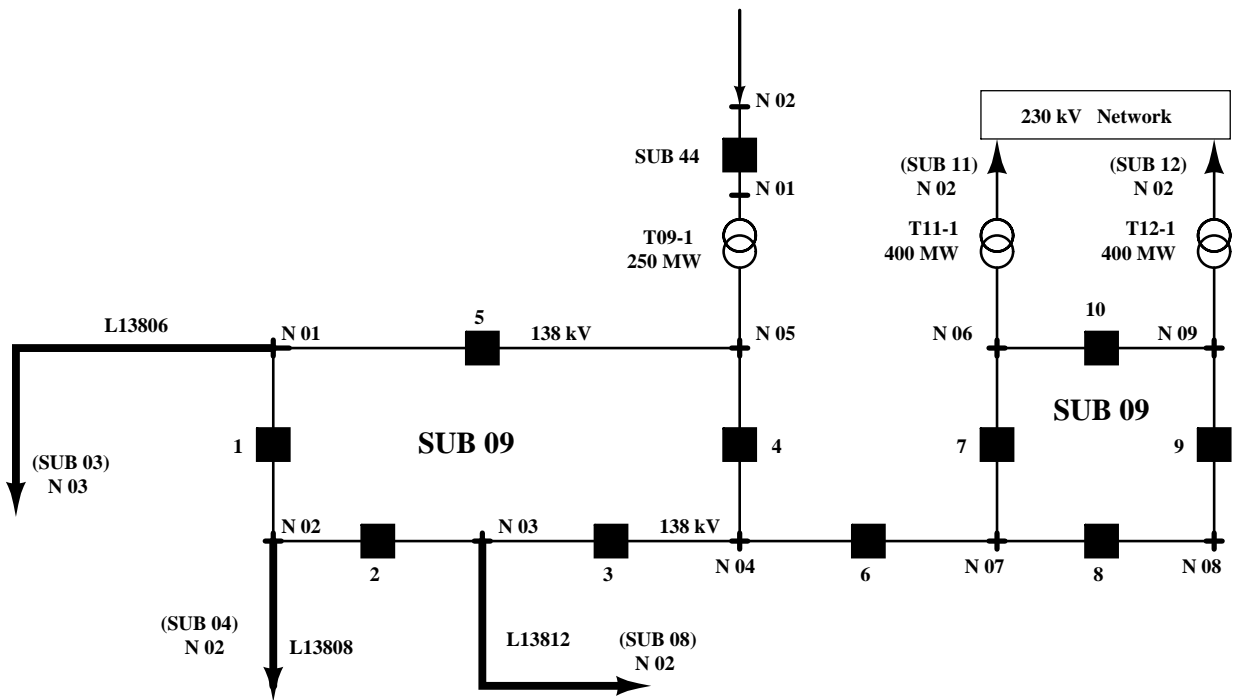


FIGURA B.10 – Unifilar de la subestación 09 de la IEEE-RTS.

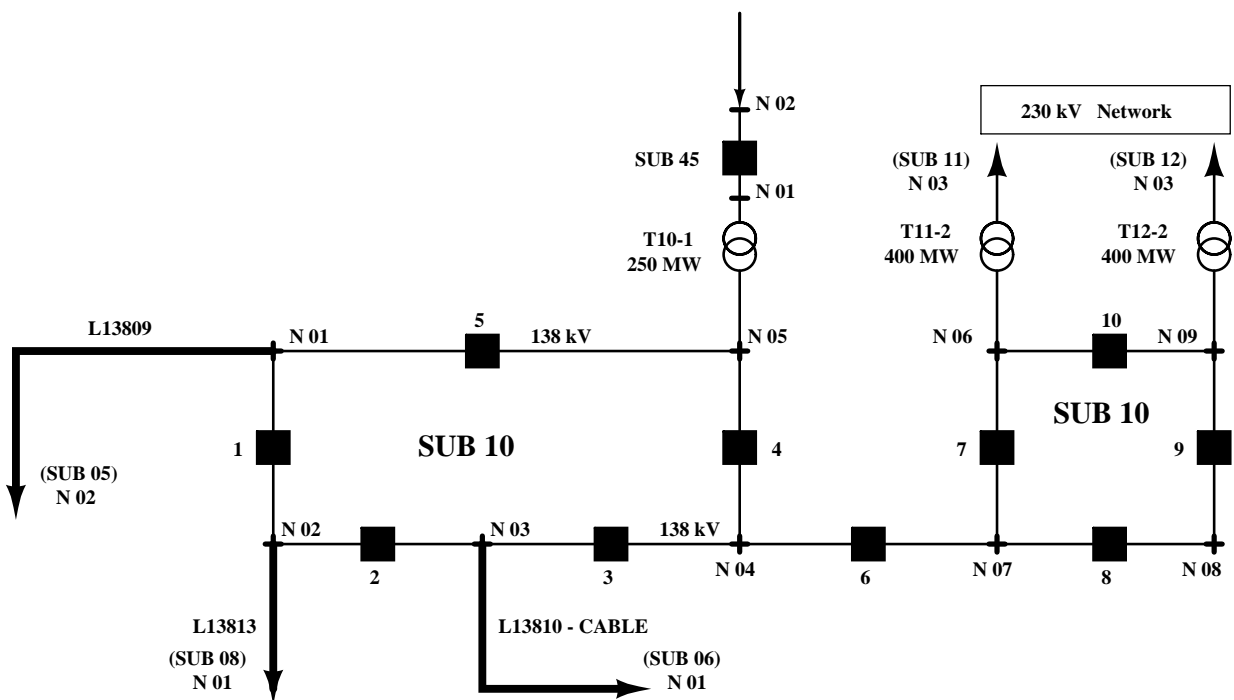


FIGURA B.11 – Unifilar de la subestación 10 de la IEEE-RTS.

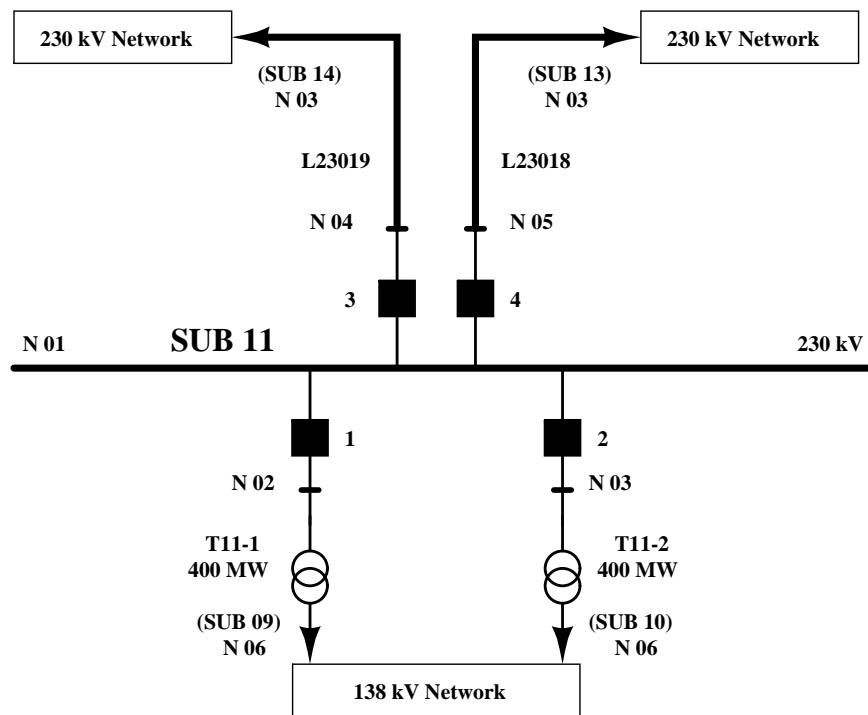


FIGURA B.12 – Unifilar de la subestación 11 de la IEEE-RTS.

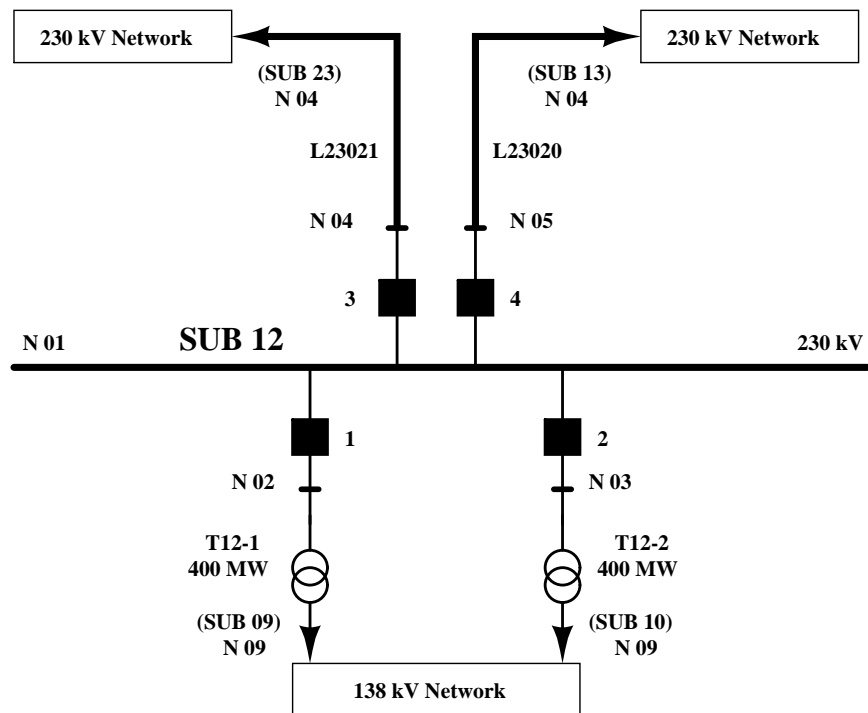


FIGURA B.13 – Unifilar de la subestación 12 de la IEEE-RTS.

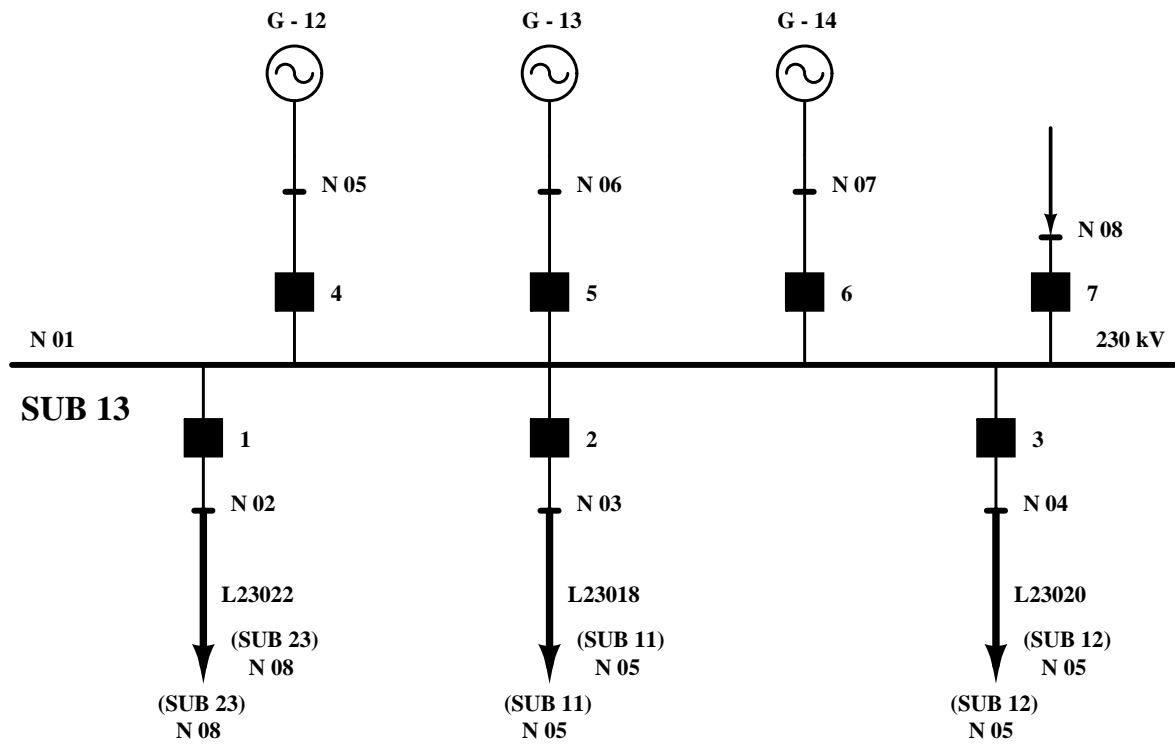


FIGURA B.14 – Unifilar de la subestación 13 de la IEEE-RTS.

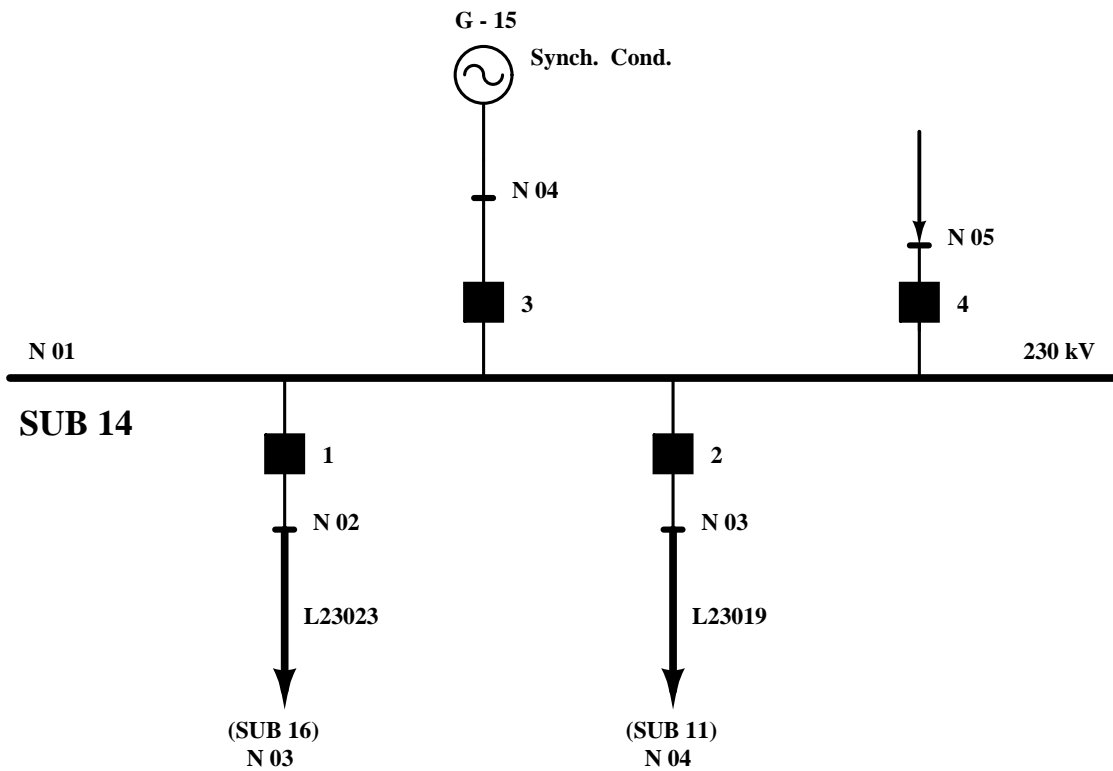


FIGURA B.15 – Unifilar de la subestación 14 de la IEEE-RTS.

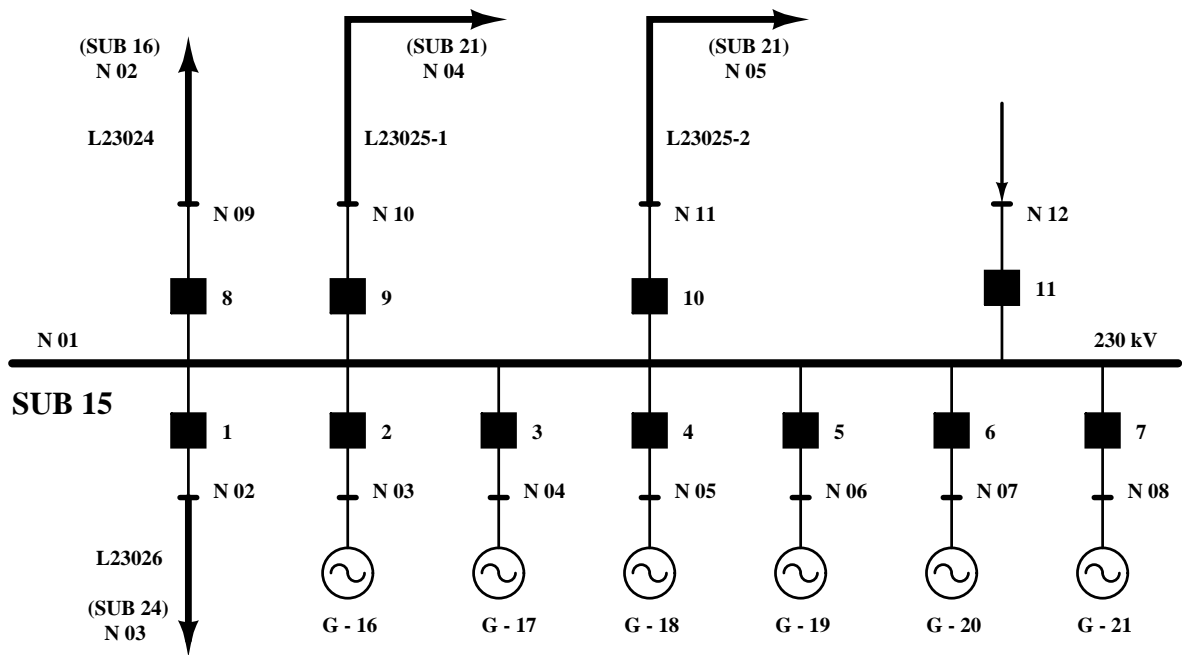


FIGURA B.16 – Unifilar de la subestación 15 de la IEEE-RTS.

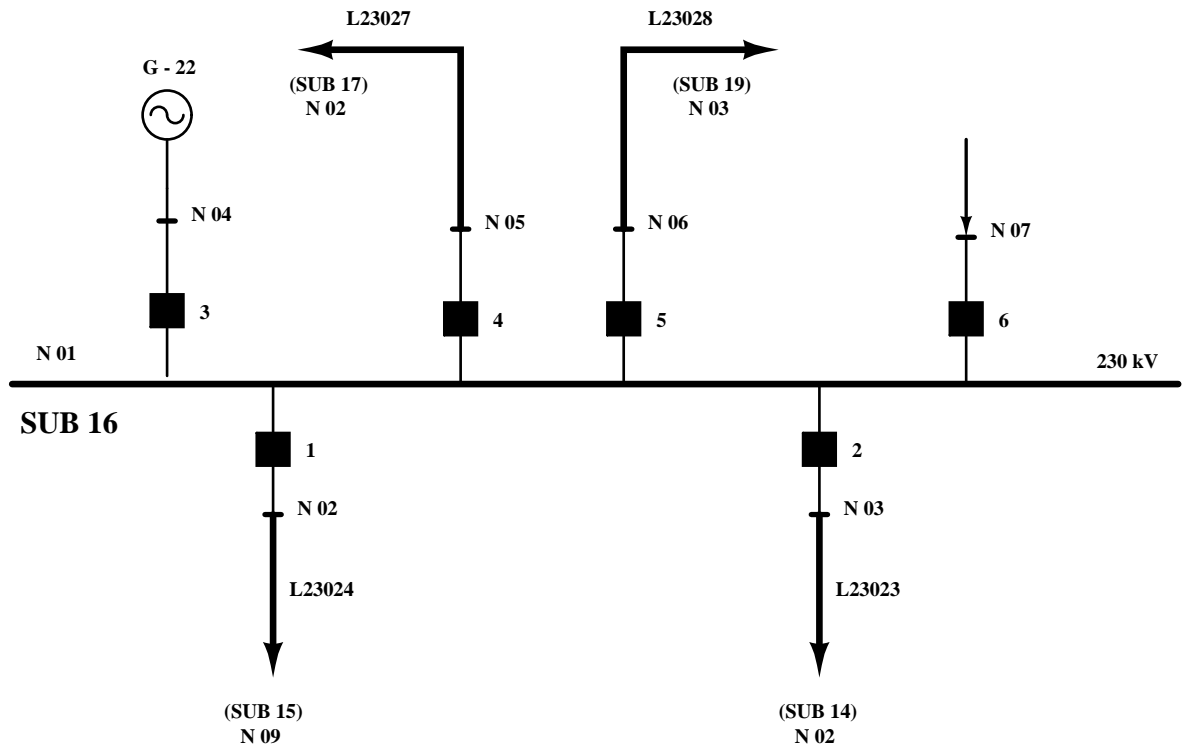


FIGURA B.17 – Unifilar de la subestación 16 de la IEEE-RTS.

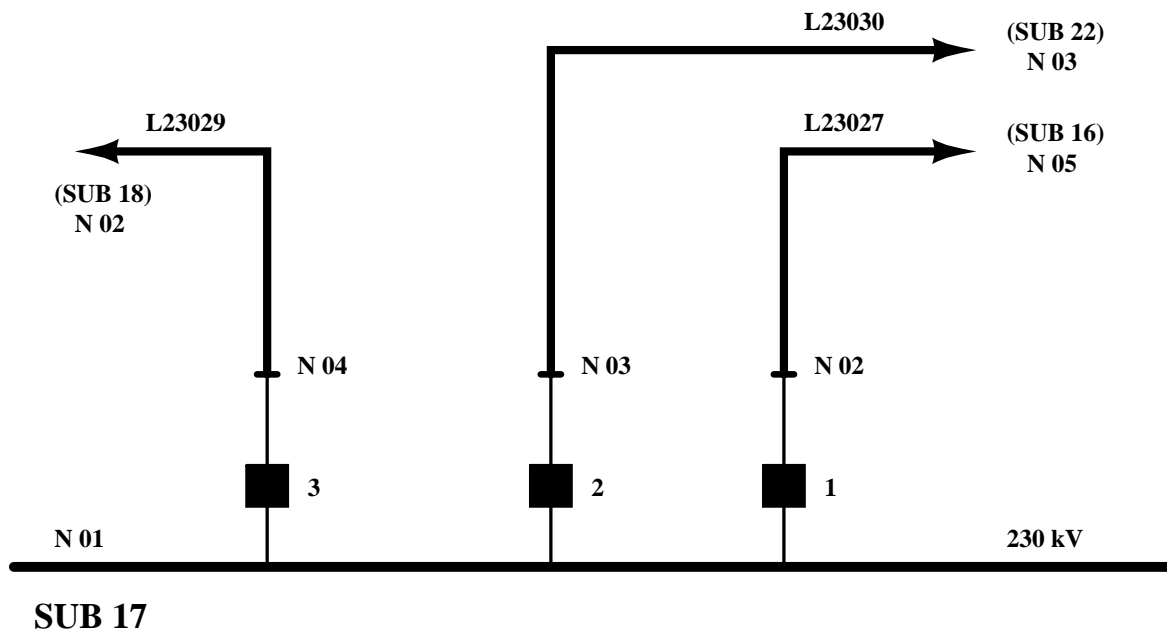


FIGURA B.18 – Unifilar de la subestación 17 de la IEEE-RTS.

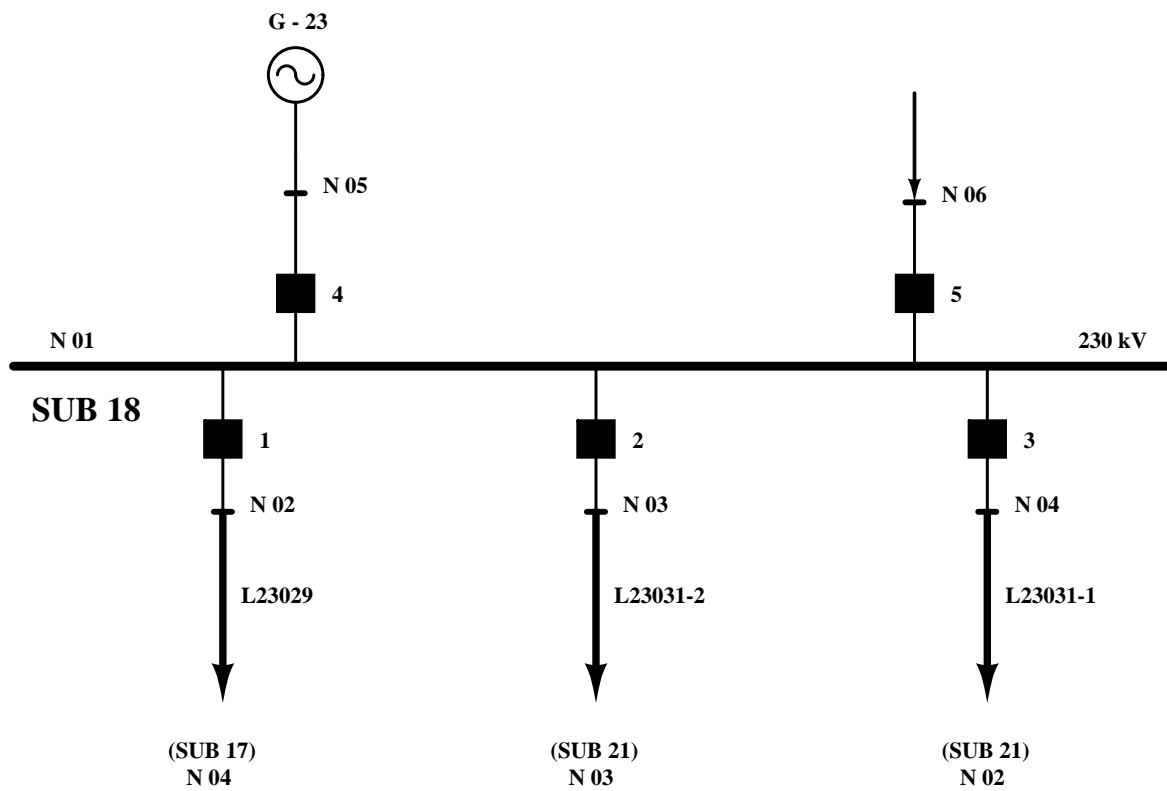


FIGURA B.19 – Unifilar de la subestación 18 de la IEEE-RTS.



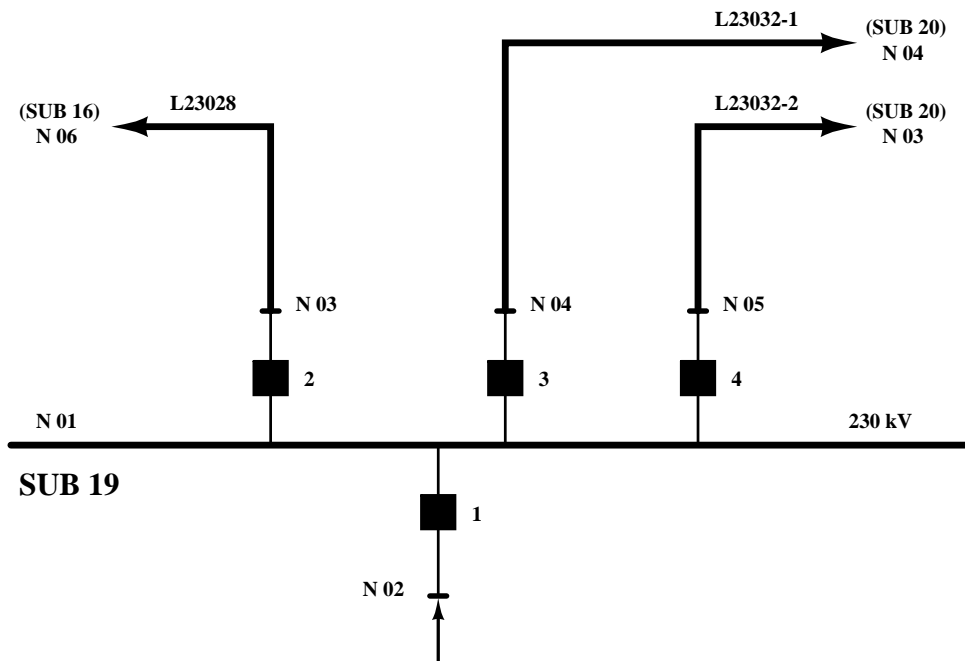


FIGURA B.20 – Unifilar de la subestación 19 de la IEEE-RTS.

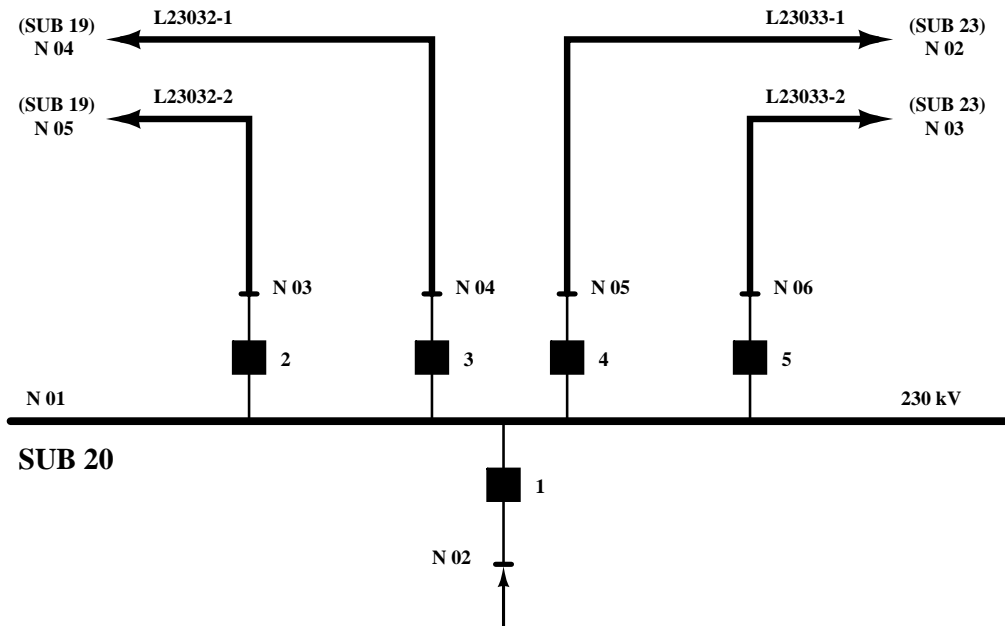


FIGURA B.21 – Unifilar de la subestación 20 de la IEEE-RTS.

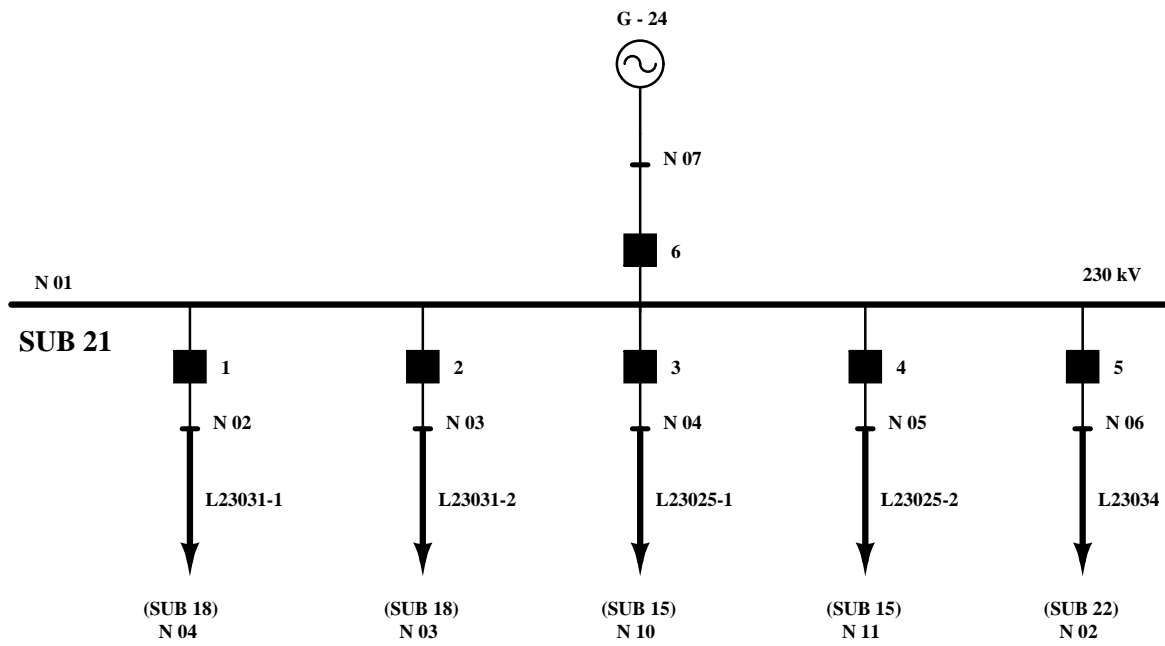


FIGURA B.22 – Unifilar de la subestación 21 de la IEEE-RTS.

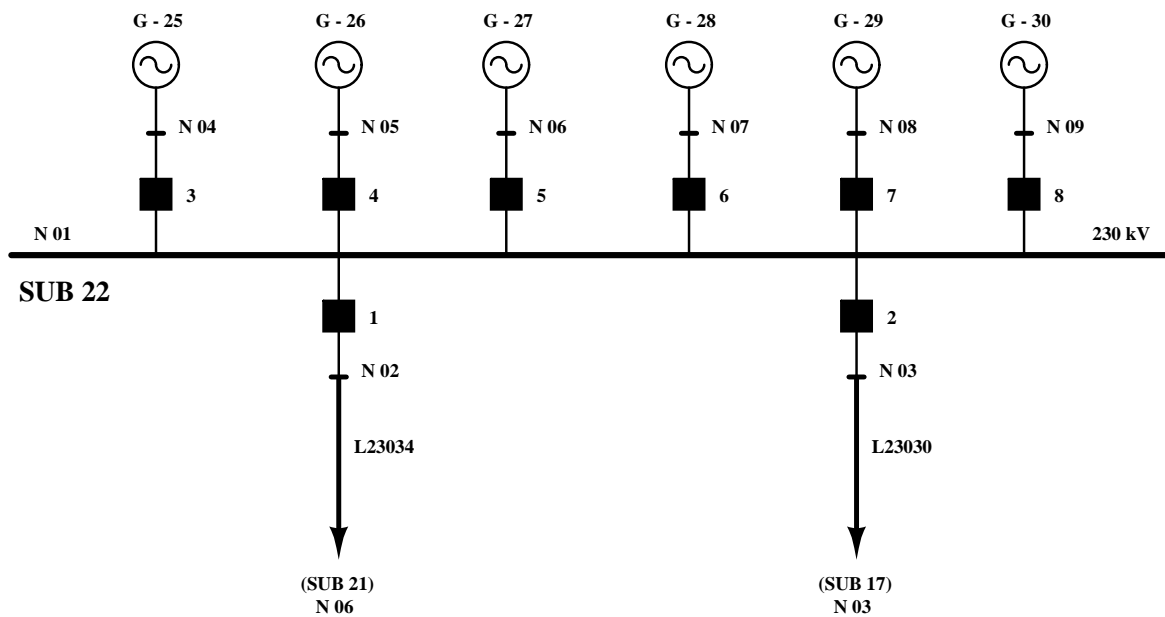


FIGURA B.23 – Unifilar de la subestación 22 de la IEEE-RTS.

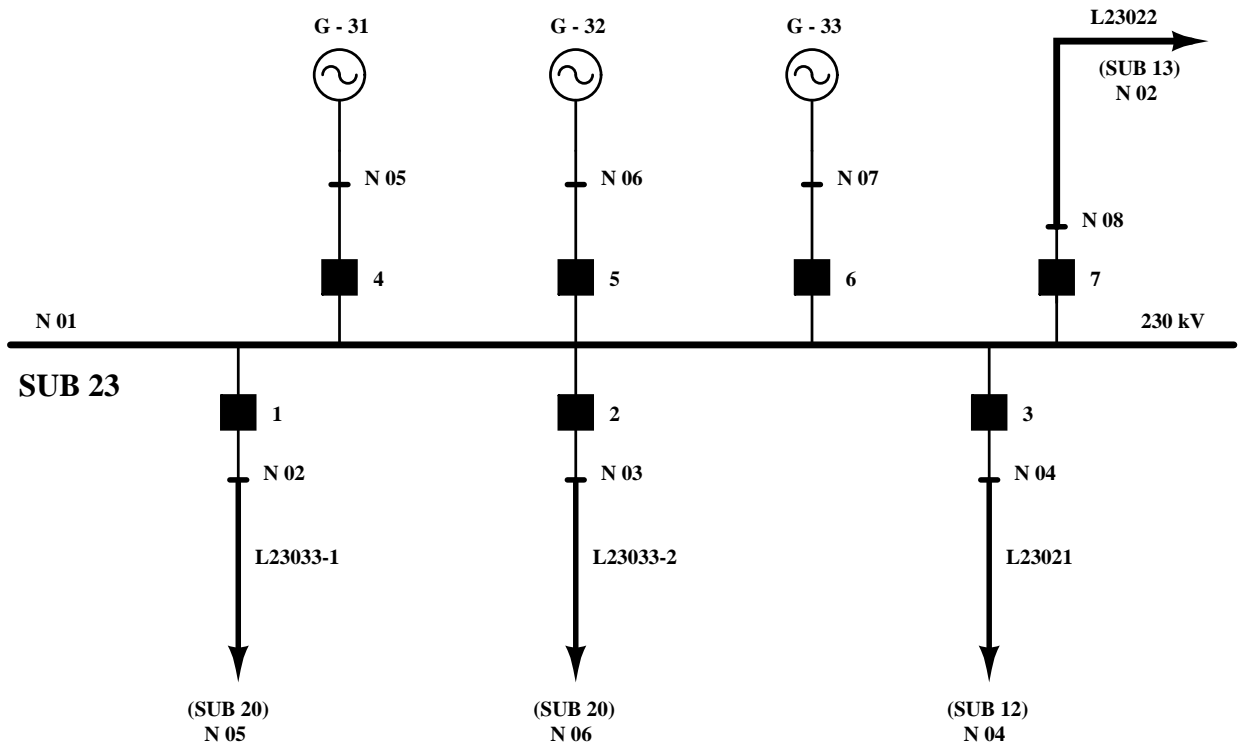


FIGURA B.24 – Unifilar de la subestación 23 de la IEEE-RTS.

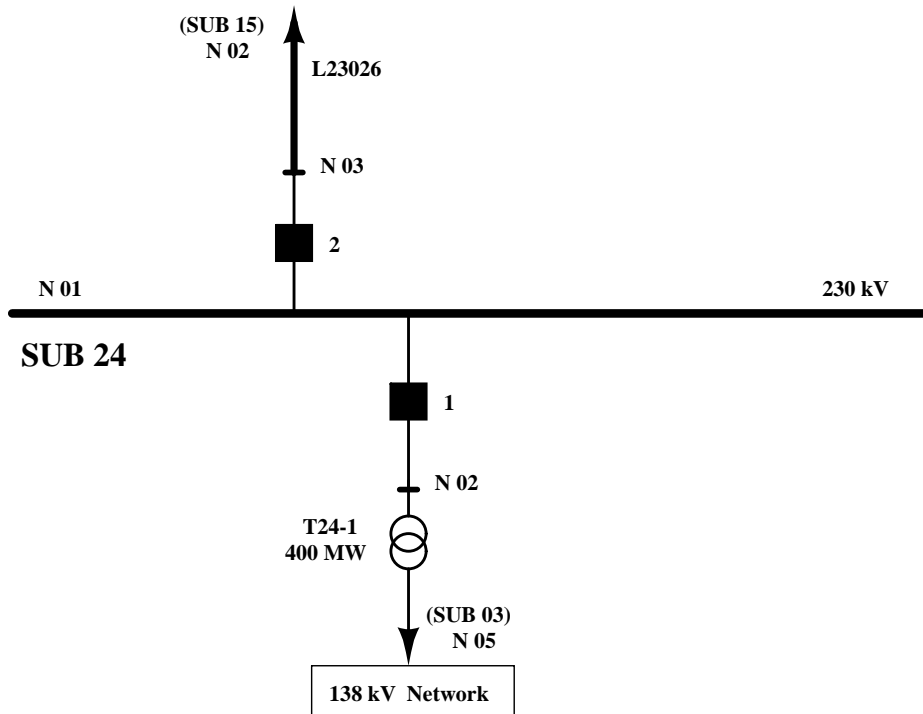


FIGURA B.25 – Unifilar de la subestación 24 de la IEEE-RTS.



## Apéndice C

# Red regional real de sub-transporte

### C.1. La red real de sub-transporte

Corresponde esta red, Figura C.1, a un sistema de sub-transporte con los niveles de 132 kV y 66 kV y, al igual que la red IEEE-RTS, ha sido usada en los análisis de los métodos de evaluación de la fiabilidad propuestos en esta tesis.

En la Figura C.1, la red de transporte (220 kV y 400 kV) ha sido representada mediante un equivalente externo mallado.

El sistema de sub-transporte (132 kV y 66 kV) se abastece tanto de la red de transporte, como de los grupos de generación emplazados en la barra 09 (400 kV); por otra parte, la barra 10 (220 kV) también recibe en determinadas horas del día el aporte de plantas de cogeneración de industrias locales. En el nivel de tensión de 66 kV no existe grupo de generación alguno y en él las cargas son abastecidas a través de redes radiales.

El nivel de tensión de 132 kV corresponde a una red mallada (Figura C.1) y se encuentra interconectado con el nivel de 66 kV mediante 9 unidades transformadoras de tomas variables. También existen otras 2 unidades transformadoras de 132/6 kV que abastecen a una planta industrial con doble sistema de alimentación, barras 13 y 14.

En las simulaciones realizadas se ha considerado un día de carga punta de una semana de la temporada estival y dentro de ese día, a su vez, se ha seleccionado la hora 18 : 00 por ser la de mayor carga, ascendiendo a 8,71 pu (871 MW) la demanda total en la red de subtransporte en esa hora. En dichas simulaciones, las pérdidas de potencia del sistema han sido asumidas por el generador de referencia (BUS 09).

Los parámetros de los transformadores y de las líneas han sido recopilados, respectivamente, en la Tabla C.2 y la Tabla C.3 y las inyecciones debidas a la demanda se han recogido en la Tabla C.1. En esas tablas, las unidades expresadas en pu utilizan una potencia base de 100 MVA.

Por último, indicar que para cada una de las subestaciones de esta red regional de sub-transporte, sus esquemas unifilares han sido incluidos en el apartado C.3 de este apéndice. Esos esquemas llegan al nivel de detalle de los equipos de medida inclusive (transformadores de tensión y de intensidad), por lo que los fallos de esos equipos han sido tenidos en consideración en las simulaciones incluidas en el Capítulo 5 (Análisis de fiabilidad considerando el modelo detallado de las subestaciones). Las tasas de fallo y de reparación de dichos equipos están recogidas en la Tabla A.2 del Apéndice A.

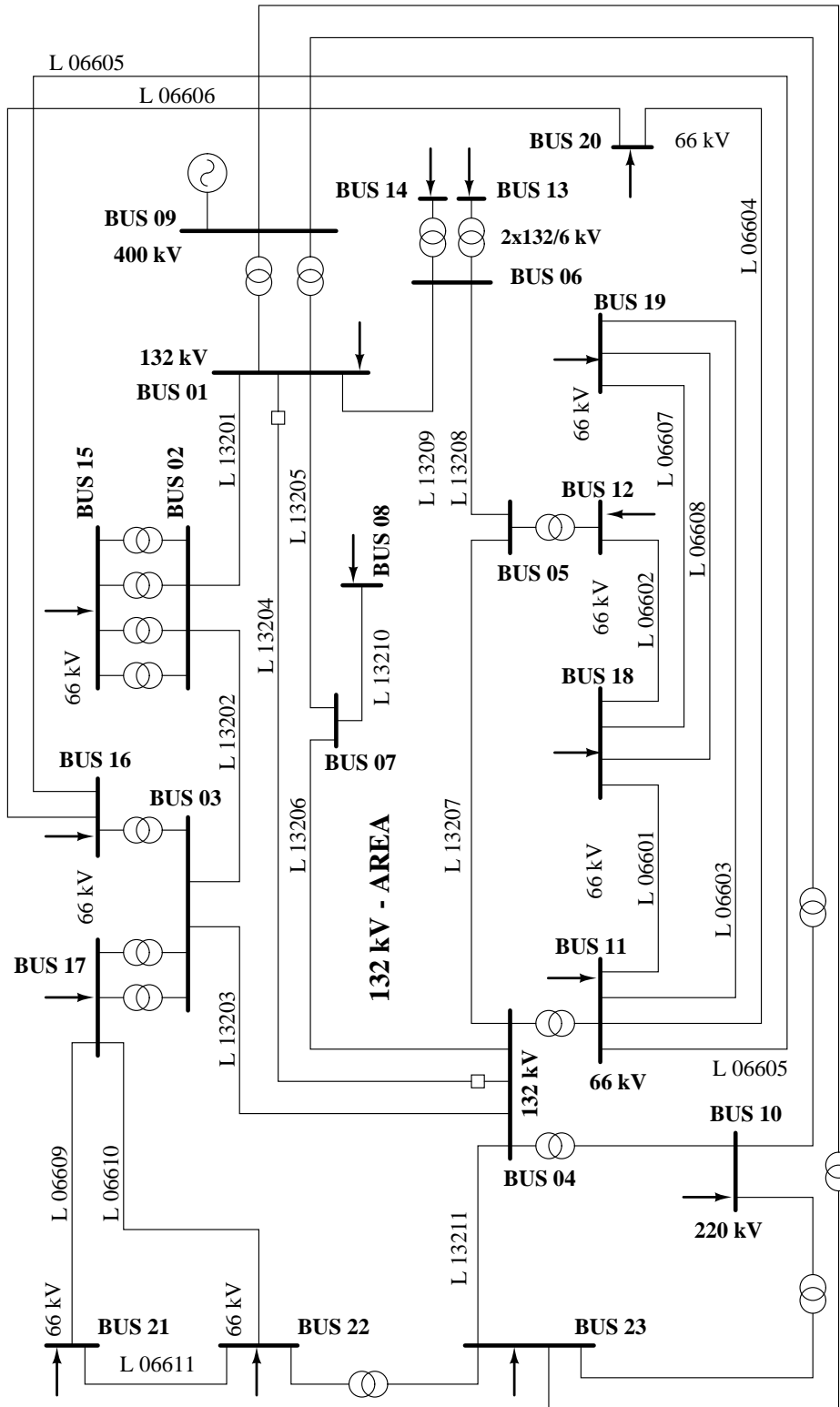


FIGURA C.1 – Diagrama de la red regional real.

TABLA C.1 – Datos de la demanda en la red regional real.

Nº	Subestación	Demanda (pu)
1	8	0,0170
3	10	0,7060
4	11	0,6290
6	13	0,0790
7	14	0,0790
8	15	0,9600
9	16	0,2500
11	18	3,7810
14	21	0,2930
15	22	1,0400
16	23	0,8720

TABLA C.2 – Datos de los transformadores de la red regional real.

Nº	De barra	A barra	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$P^{max}$ (MVA)
1	1	9	0,00035	0,04410	360
2	1	9	0,00035	0,04410	360
3	2	15	0,01263	0,41355	25
4	2	15	0,01858	0,44841	25
5	2	15	0,00367	0,17939	70
6	2	15	0,00367	0,17939	70
7	3	17	0,00422	0,16866	70
8	3	17	0,00422	0,16866	70
9	3	16	0,00422	0,16866	70
10	4	11	0,00448	0,16422	70
11	4	10	0,00175	0,05775	150
12	5	12	0,00324	0,16425	70
13	6	13	0,01455	0,41374	30
14	6	14	0,01455	0,41374	30
15	22	23	0,00544	0,23941	500
16	23	10	0,00544	0,23941	500
17	10	9	0,02516	0,60713	500
18	23	9	0,00379	0,18537	500

TABLA C.3 – Datos de las líneas de la red regional real.

Nº	De barra	A barra	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$P^{max}$ (MW)
1	1	2	0,0140	0,1274	146
2	2	3	0,0172	0,1560	105
3	3	4	0,0008	0,0075	146
4	1	4	0,0138	0,1253	146
5	1	7	0,0068	0,0617	105
6	4	7	0,0068	0,0617	105
7	4	5	0,0027	0,0249	104
8	5	6	0,0144	0,1311	104
9	1	6	0,0010	0,0094	130
10	7	8	0,0006	0,0052	105
11	4	23	0,0168	0,1527	105
12	11	18	0,0590	0,0983	65
13	12	18	0,0002	0,0004	150
14	11	19	0,0480	0,0800	65
15	11	20	0,0378	0,0631	65
16	11	16	0,0177	0,0295	150
17	16	20	0,0520	0,0866	65
18-I	18	19	0,0193	0,0321	500
18-II	18	19	0,0193	0,0321	500
19	17	21	0,1113	0,1854	65
20	17	22	0,1389	0,2315	65
21	21	22	0,0387	0,0645	65



## C.2. Red regional real de sub-transporte: Disponibilidad de los equipos y componentes eléctricos

Para la red regional de 132 kV (SISTEMA-INTERNO) se ha incluido en la tabla C.4 la probabilidad “ $p(N - 0)$ ” del estado de NO-FALLO y en la tabla C.5 las tasas de fallo ( $\lambda$ ) y de reparación ( $\mu$ ) y las probabilidades por equipos de encontrarse en situación disponible ( $P_0$ ).

TABLA C.4 – Red real de sub-transporte: Probabilidades  $p(N - 0)$  para el estado de NO-FALLO.

<b>Red Regional Real de 132 kV - Sistema de Sub-transporte</b>		
Nº de generadores del tipo Ciclo Combinado	=	1.0
Nº de generadores del tipo Coal / Steam	=	1.0
Nº de transformadores en la red de Sub-transporte a 132 kV ( Sistema Interno )	=	9.0
Nº de transformadores de Interconexión ( TIE-LINE ) entre transporte y área de 132 kV	=	2.0
Nº de líneas a 132 kV en la red de Sub-transporte ( Sistema Interno )	=	10.0
<b>Red real de Sub-transporte ( 132 kV )</b>		
	<b>EQUIPOS</b> <b>p( N-0 )</b>	<b>SISTEMA</b> <b>p( N-0 )</b>
Líneas a 132 kV =	0.99072	
Transformadores =	0.99980	
Generación <b>Coal / Steam</b> =	0.98000	
Generación <b>Ciclo Combinado</b> =	0.96000	
Área de Sub-transporte a 132 kV =		9.318901E-01

TABLA C.5 – Red real de sub-transporte: Disponibilidad de los equipos  
y componentes eléctricos.

<b>Red Regional Real de 132 kV - Sistema de Sub-transporte</b>																		
<b>FOR ( Forced Outage Rated ) = Pi</b> <b>MTTF = Medium Time To Failure = ( 1 / λ )</b> <b>MTTR = Medium Time To Repair = ( 1 / μ )</b> λ = Tasa de fallo ( fallos / hora ) μ = Tasa de reparación ( fallos / hora )			<table border="1"> <tr> <td><b>Potencia Base ( MVA )</b></td> <td>=</td> <td>100.00</td> </tr> <tr> <td><b>Tensión Base ( kV )</b></td> <td>=</td> <td>132.00</td> </tr> <tr> <td><b>Impedancia Base ( Ω )</b></td> <td>=</td> <td>174.24</td> </tr> <tr> <td><b>Horas-año</b></td> <td>=</td> <td>8760.00</td> </tr> </table>				<b>Potencia Base ( MVA )</b>	=	100.00	<b>Tensión Base ( kV )</b>	=	132.00	<b>Impedancia Base ( Ω )</b>	=	174.24	<b>Horas-año</b>	=	8760.00
<b>Potencia Base ( MVA )</b>	=	100.00																
<b>Tensión Base ( kV )</b>	=	132.00																
<b>Impedancia Base ( Ω )</b>	=	174.24																
<b>Horas-año</b>	=	8760.00																
<p><b>Pd</b> es la probabilidad ( pu ) de que el componente esté en estado DISPONIBLE. También se suele representar por Po.  <b>Pi</b> es la probabilidad ( pu ) de que el componente esté en estado INDISPONIBLE. También se suele representar por P1.  <b>Pi = ( 1 - Pd )</b></p>																		
<b>Transformadores</b>		<b>λA (fallos/año)</b>	<b>λ (fallos/hora)</b>	<b>μ (fallos/hora)</b>	<b>Pd ( pu )</b>	<b>Pi ( pu )</b>												
		0.00130	1.484018E-07	8.333333E-03	<b>9.999822E-01</b>	1.780790E-05												
<b>Generadores</b>		<b>λA (fallos/año)</b>	<b>λ (fallos/hora)</b>	<b>μ (fallos/hora)</b>	<b>Pd ( pu )</b>	<b>Pi ( pu )</b>												
	Potencia (MW)																	
Ciclo Combinado	100	7.30000	8.333333E-04	2.000000E-02	<b>9.600000E-01</b>	4.000000E-02												
Generacion LITORAL	720	4.46939	5.102041E-04	2.500000E-02	<b>9.800000E-01</b>	2.000000E-02												
<b>Líneas 132 kV</b>		<b>λAk (fallos/año/km)</b>	<b>λ (fallos/hora)</b>	<b>μ (fallos/hora)</b>	<b>Pd ( pu )</b>	<b>Pi ( pu )</b>												
		0.02700		0.10000														
L13201	53.50		1.648973E-04		<b>9.983537E-01</b>	1.646258E-03												
L13202	66.30		2.043493E-04		<b>9.979607E-01</b>	2.039326E-03												
L13203	3.20		9.863014E-06		<b>9.999014E-01</b>	9.862041E-05												
L13204	52.60	<b>OUT OF SERVICE</b>	1.621233E-04		<b>9.983814E-01</b>	1.618609E-03												
L13205	26.30		8.106164E-05		<b>9.991900E-01</b>	8.099599E-04												
L13206	26.30		8.106164E-05		<b>9.991900E-01</b>	8.099599E-04												
L13207	10.60		3.267123E-05		<b>9.996734E-01</b>	3.266056E-04												
L13208	55.70		1.716781E-04		<b>9.982862E-01</b>	1.713839E-03												
L13209	4.00		1.232877E-05		<b>9.998767E-01</b>	1.232725E-04												
L13210	4.10		1.263699E-05		<b>9.998736E-01</b>	1.263539E-04												

### C.3. Modelos en detalle de las subestaciones de la red regional real

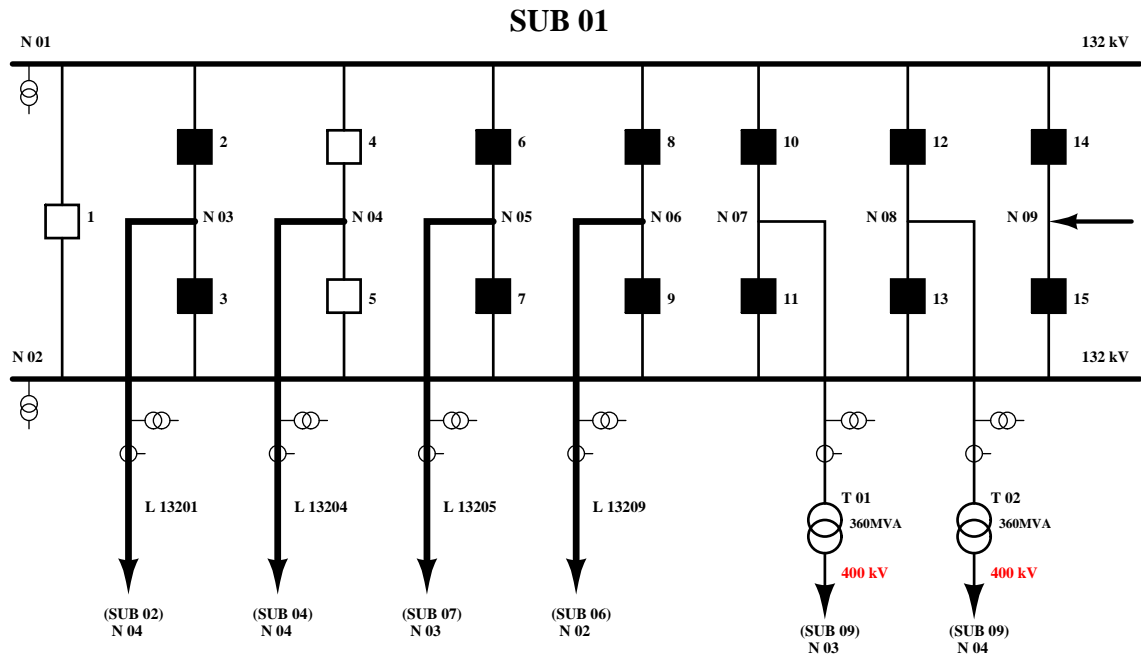


FIGURA C.2 – Unifilar de la subestación 01 de la red regional.

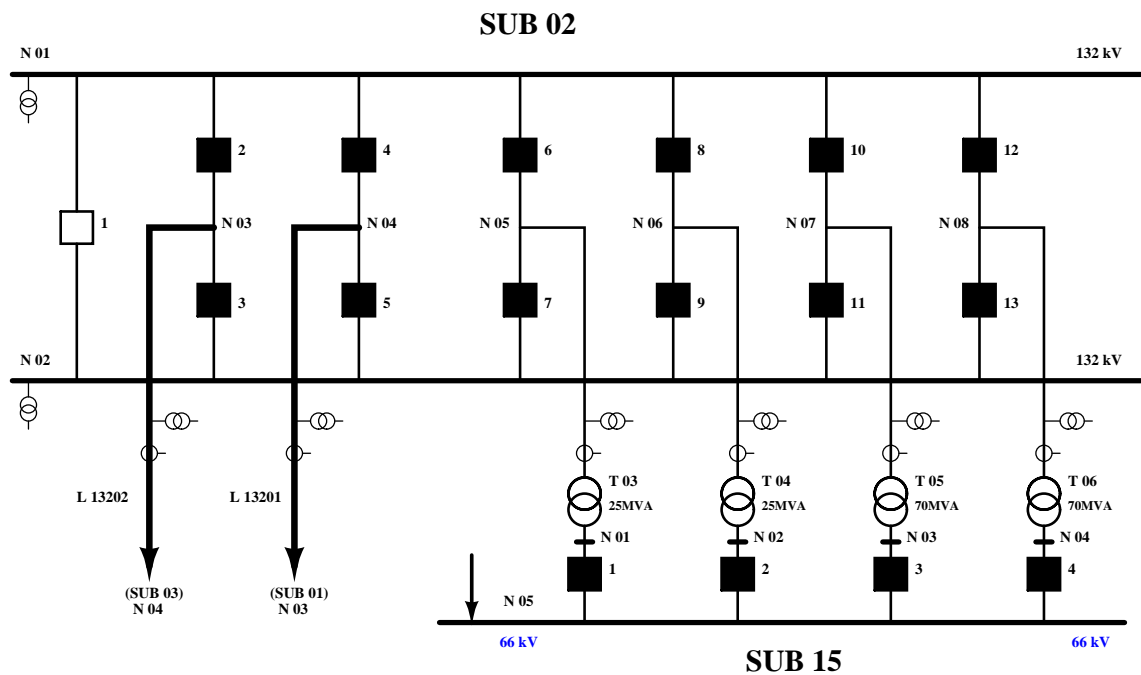


FIGURA C.3 – Unifilar de las subestaciones 02 y 15 de la red regional.

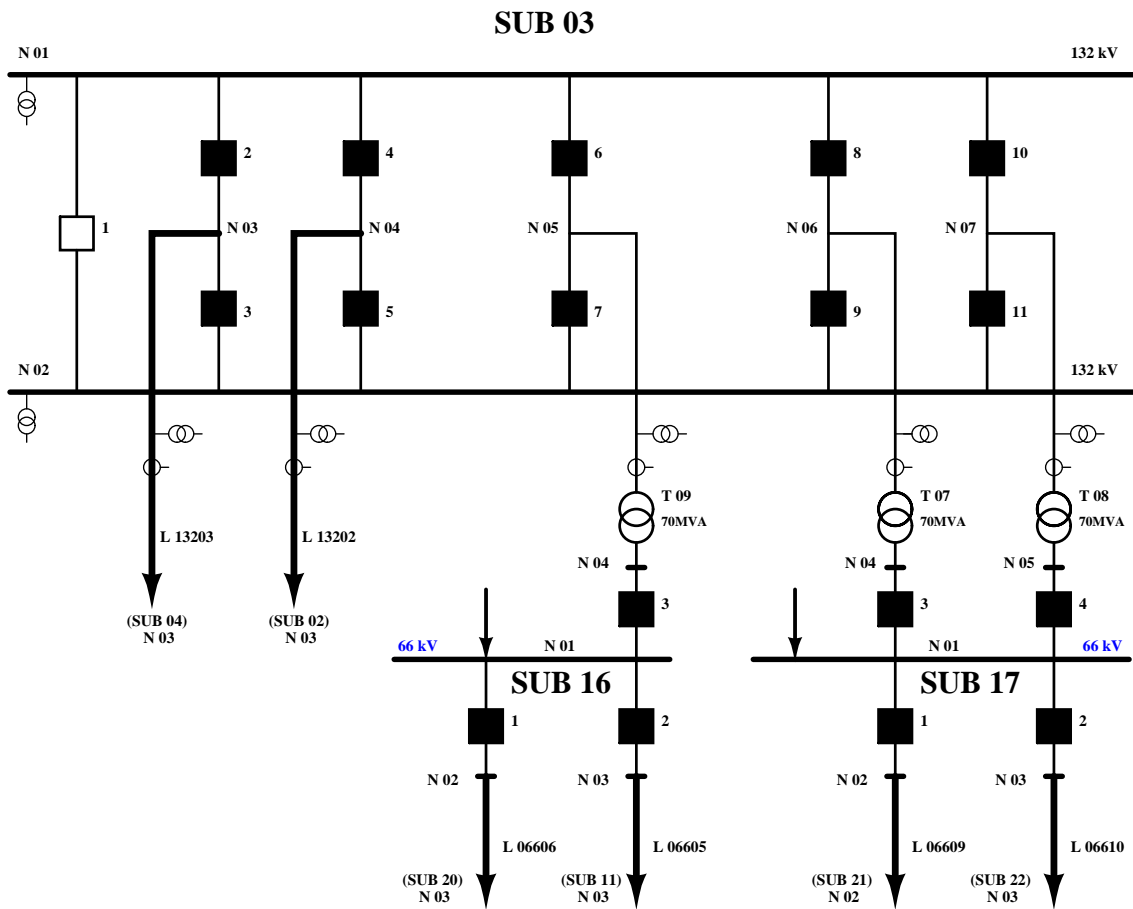


FIGURA C.4 – Unifilar de las subestaciones 03, 16 y 17 de la red regional.

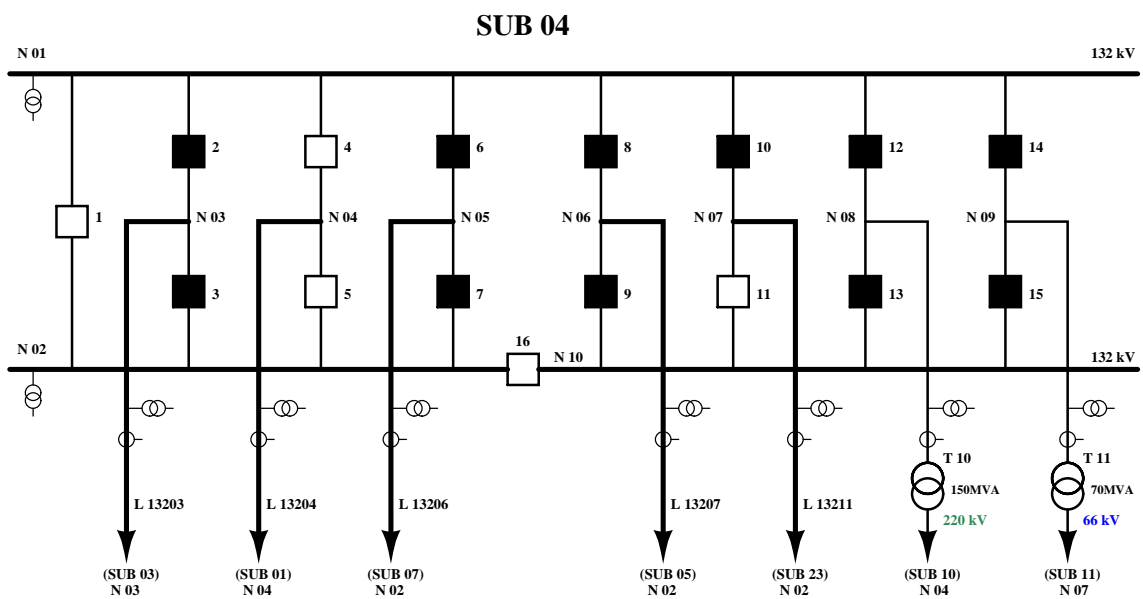


FIGURA C.5 – Unifilar de la subestación 04 de la red regional.

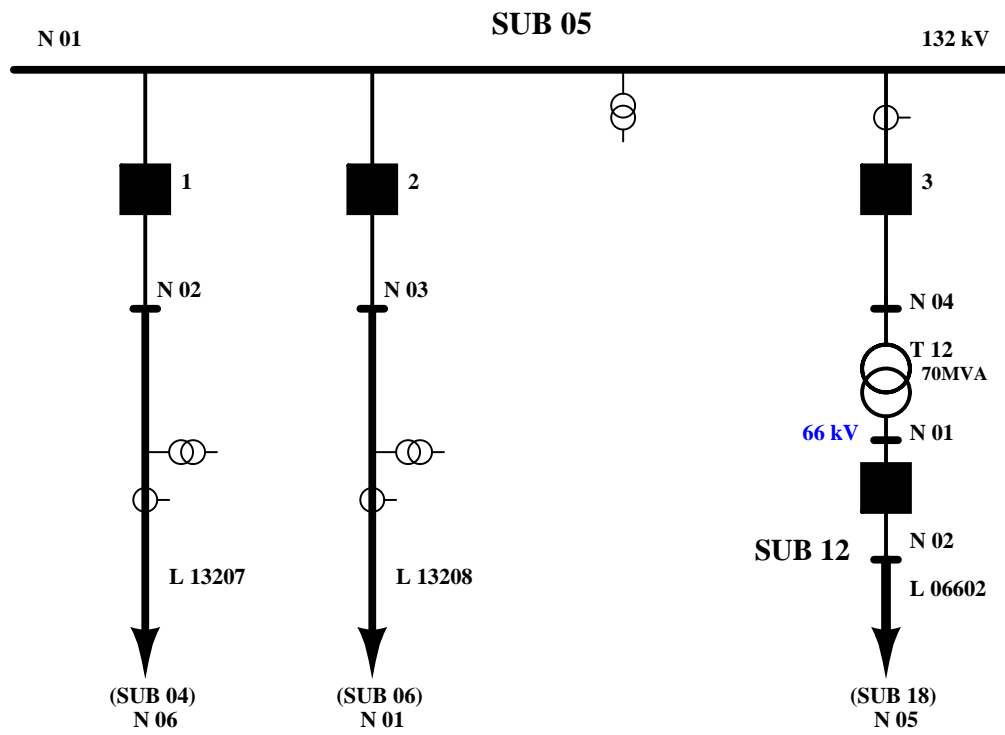


FIGURA C.6 – Unifilar de las subestaciones 05 y 12 de la red regional.

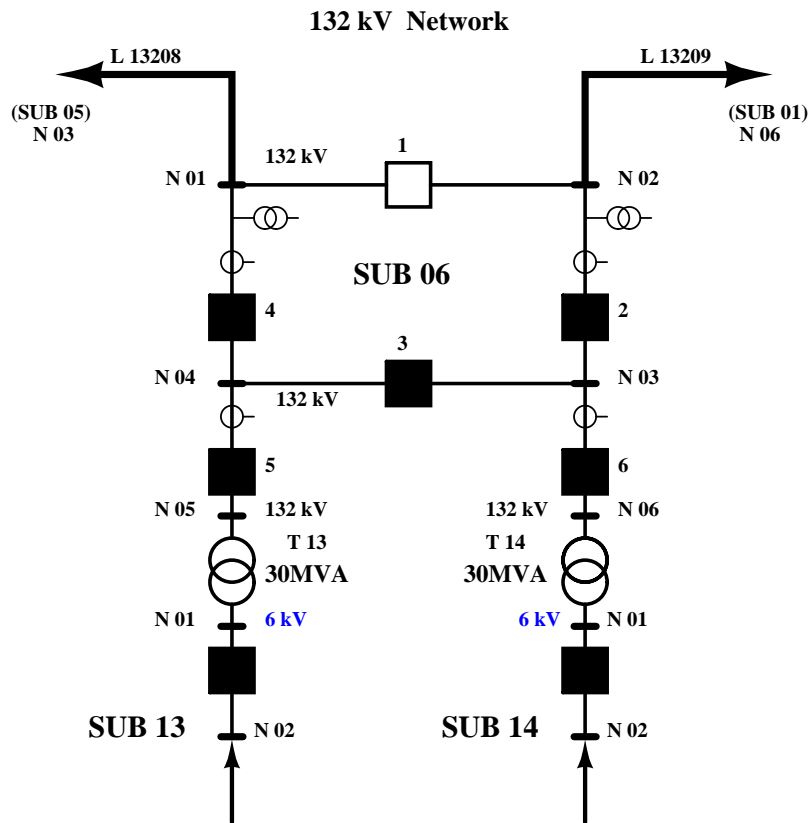


FIGURA C.7 – Unifilar de las subestaciones 06, 13 y 14 de la red regional.

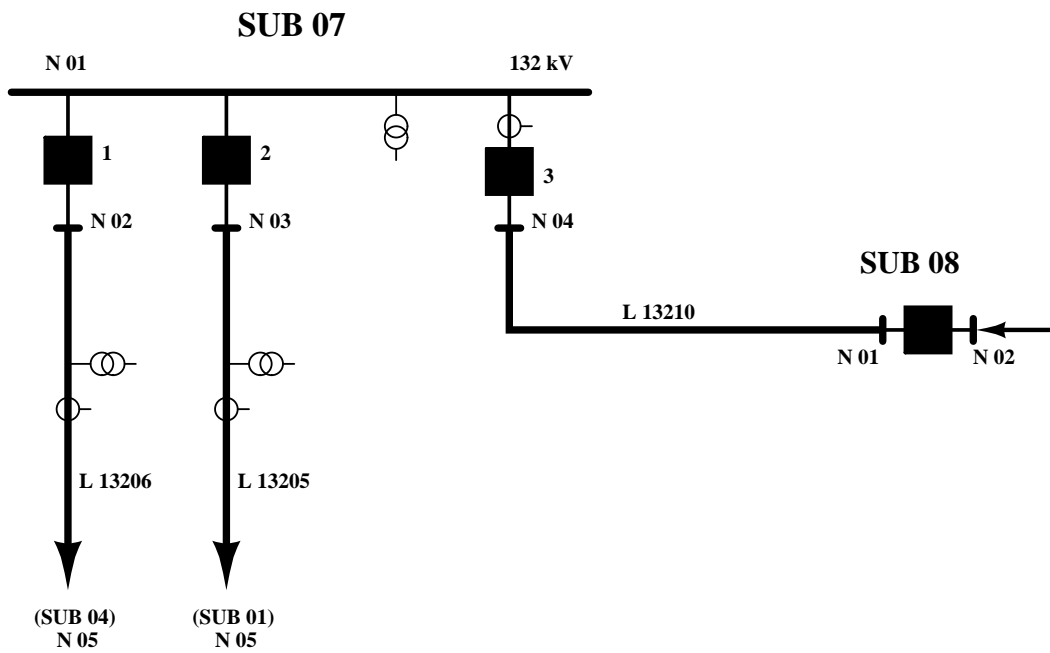


FIGURA C.8 – Unifilar de las subestaciones 07 y 08 de la red regional.

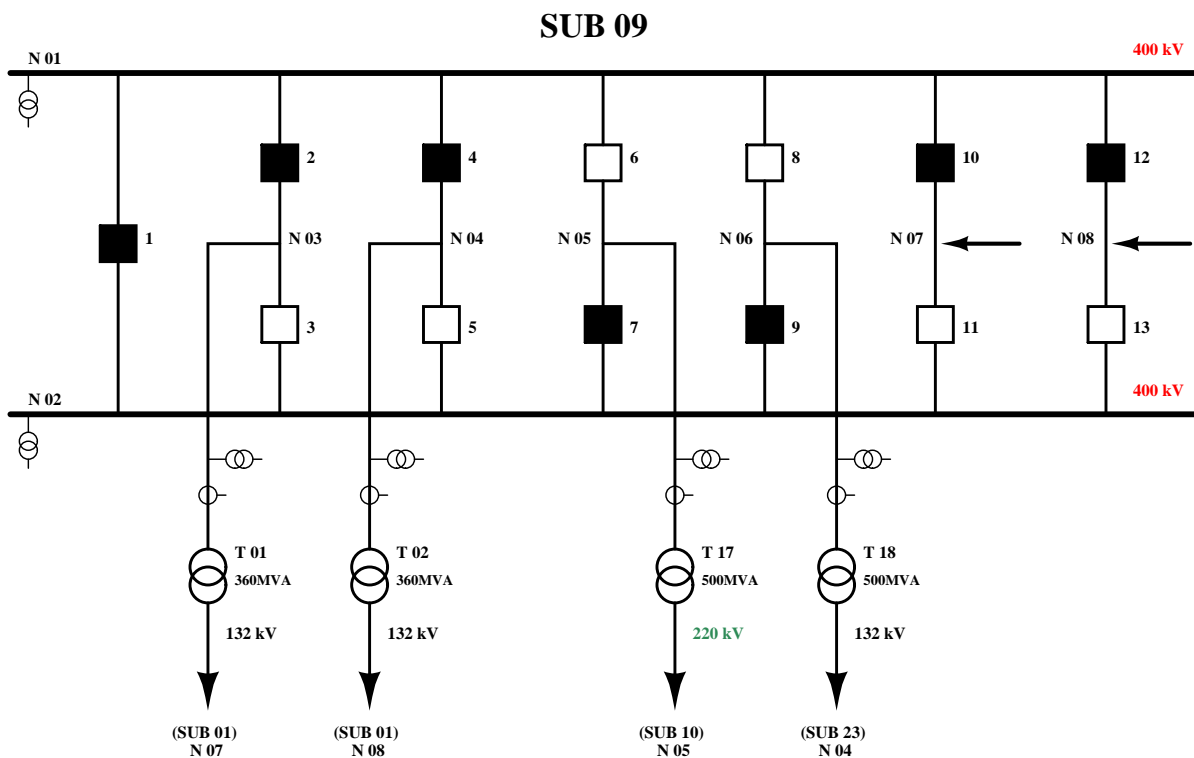


FIGURA C.9 – Unifilar de la subestación 09 de la red regional.

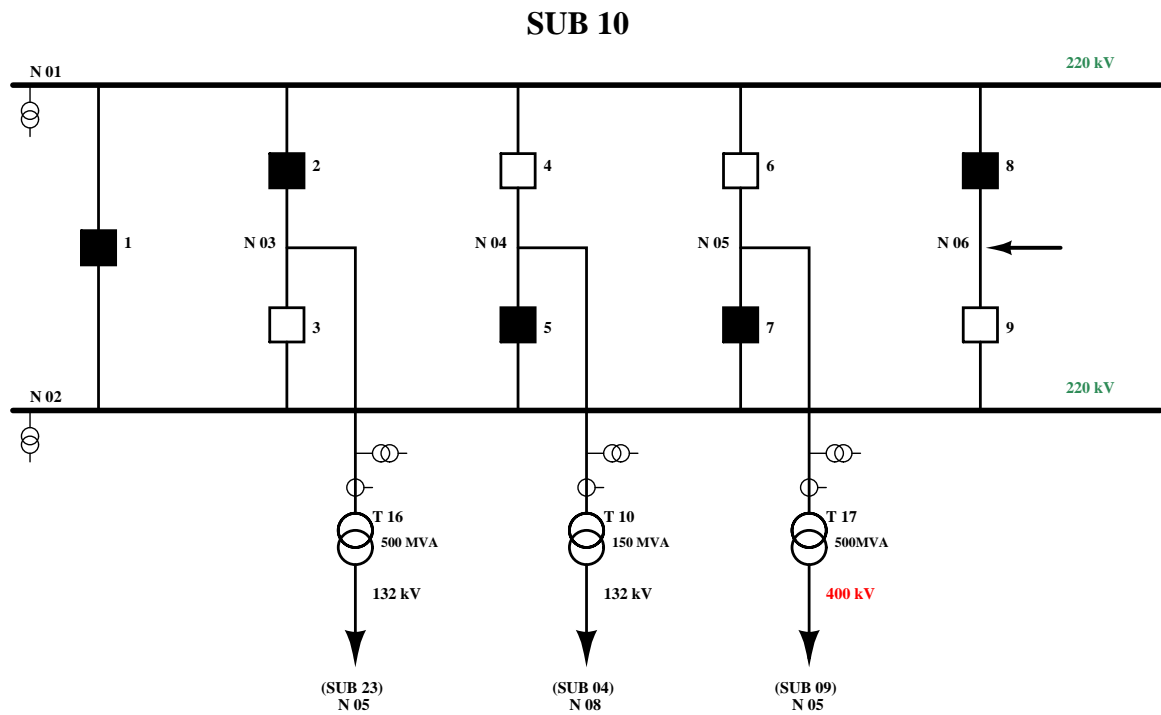


FIGURA C.10 – Unifilar de la subestación 10 de la red regional.

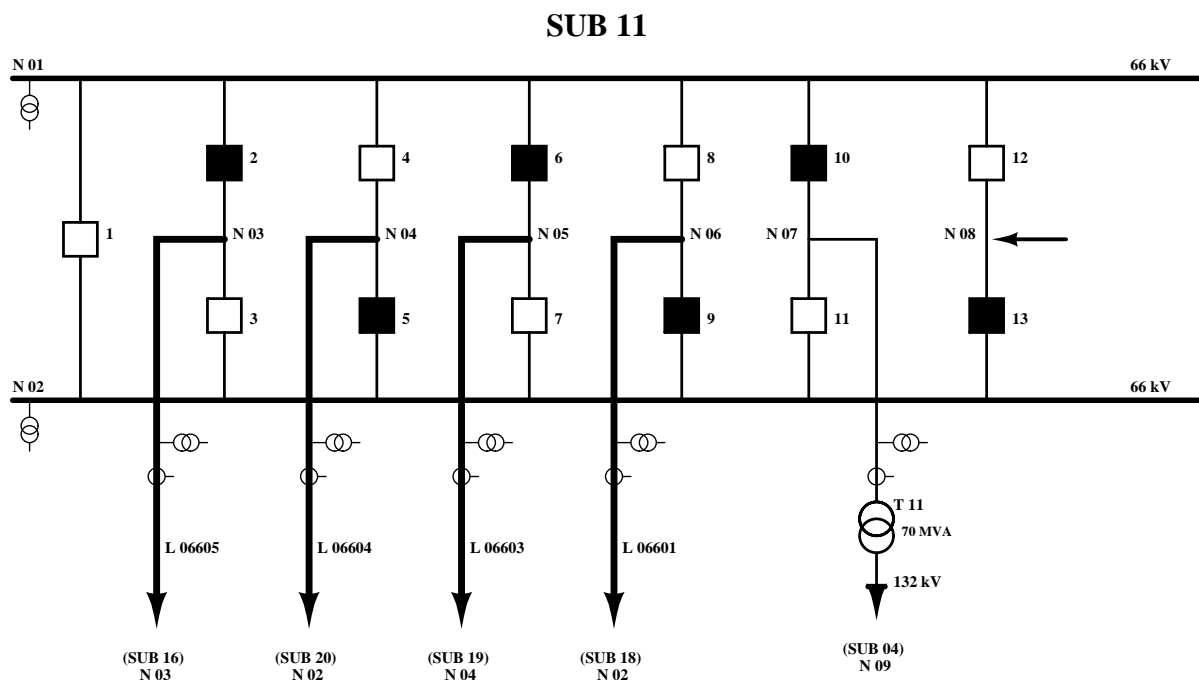


FIGURA C.11 – Unifilar de la subestación 11 de la red regional.

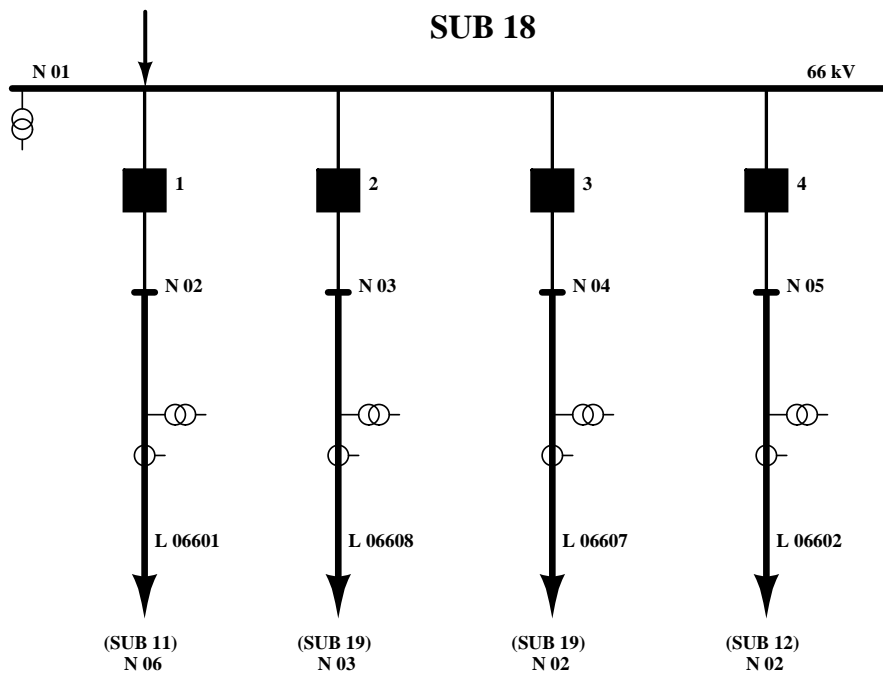


FIGURA C.12 – Unifilar de la subestación 18 de la red regional.

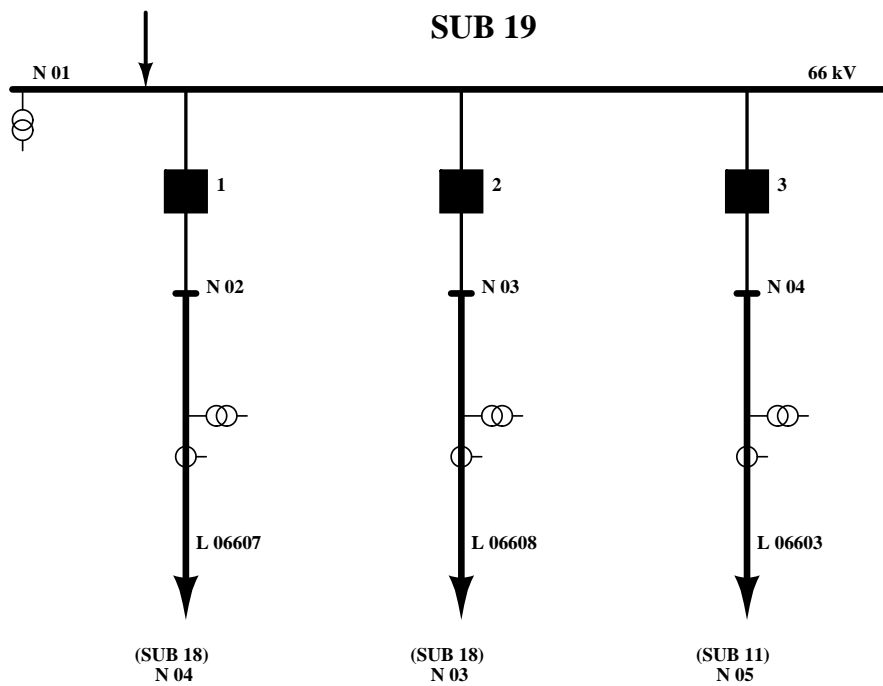


FIGURA C.13 – Unifilar de la subestación 19 de la red regional.



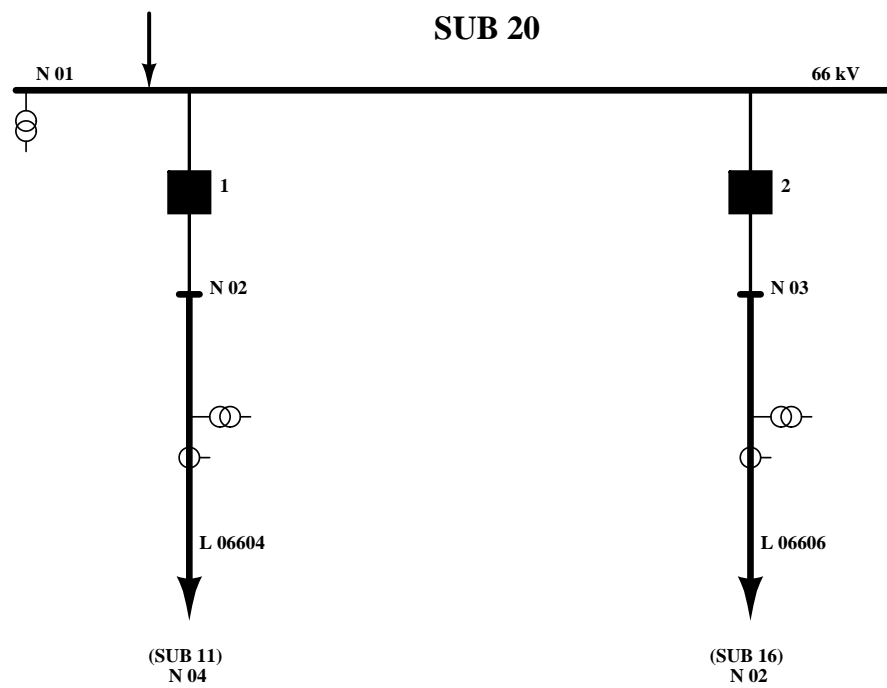


FIGURA C.14 – Unifilar de la subestación 20 de la red regional.

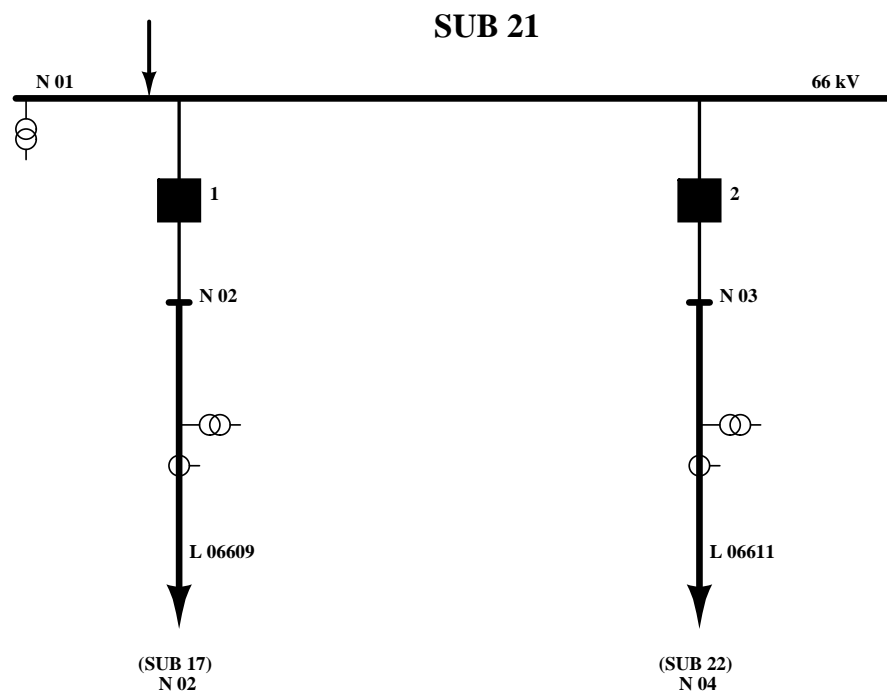


FIGURA C.15 – Unifilar de la subestación 21 de la red regional.

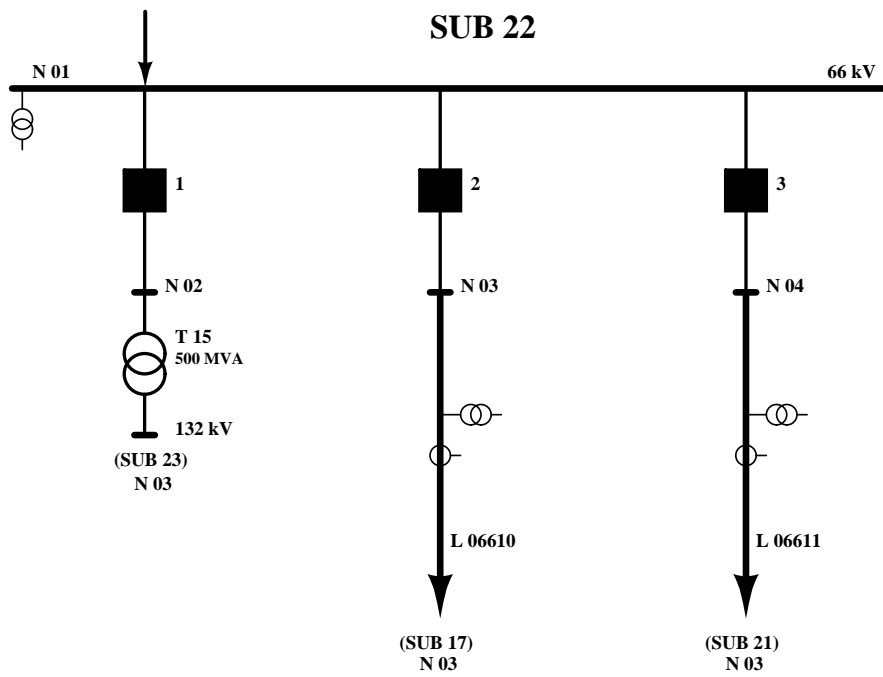


FIGURA C.16 – Unifilar de la subestación 22 de la red regional.

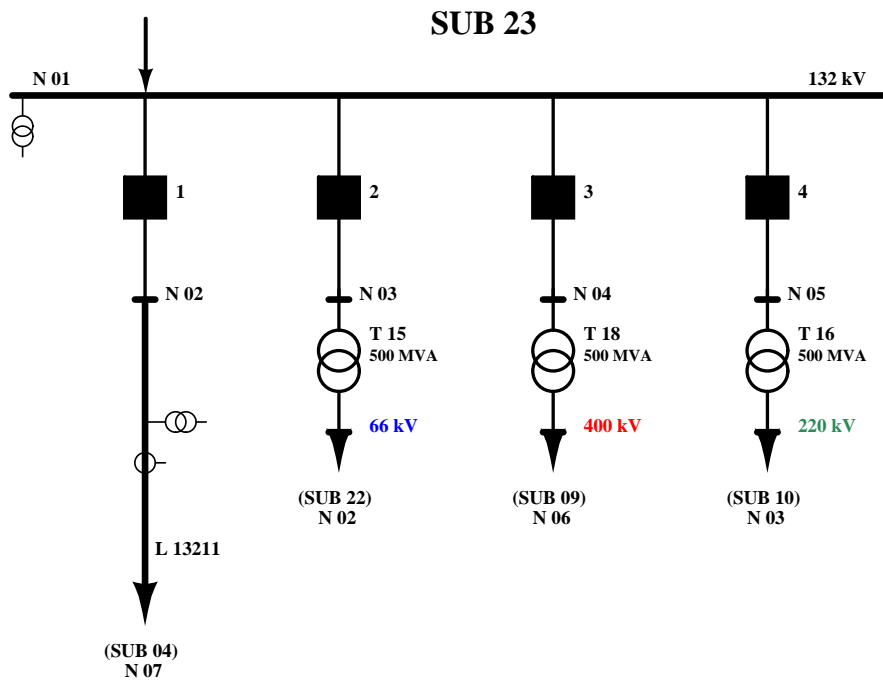


FIGURA C.17 – Unifilar de la subestación 23 de la red regional.

# Bibliografía

- [1] R. Allan and R. Billinton, "Probabilistic Assessment of Power Systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 140 – 162, February 2000.
- [2] R. N. Allan, R. Billinton, and N. M. K. Abdel-Gawad, "The IEEE Reliability Test System - Extensions to and Evaluation of the Generating System," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 4, pp. 1 – 7, November 1986.
- [3] R. N. Allan and J. R. Ochoa, "Modeling and Assessment of Station Originated Outages for Composite Systems Reliability Evaluation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 1, pp. 158 – 165, February 1988.
- [4] A. G. Bakirtzis and P. N. Biskas, "Decentralised DC load flow and applications to transmission management," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 149, no. 5, pp. 600 – 606, September 2002.
- [5] R. A. Bakkiyaraj and N. Kumarappan, "Evaluation of composite reliability indices based on non-sequential Monte Carlo simulation and particle swarm optimization," in *Proceedings 2010 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, Barcelona, Spain, July, 18th - 23rd 2010.
- [6] R. Baldick, "Variation of distribution factors with loading," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1316 – 1323, November 2003.
- [7] N. Balu, T. Bertram, A. Bose, V. Brandwajn, G. Cauley, D. Curtice, A. Fouad, L. Fink, M. G. Lauby, B. F. Wollenberg, and J. N. Wrubel, "On-line power system security analysis," *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, no. 2, pp. 262 – 282, February 1992.
- [8] R. Billinton and R. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1992.
- [9] R. Billinton and R. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1996.
- [10] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, and L. Bertling, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation (1996-1999)," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 4, pp. 595 – 602, November 2001.
- [11] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo Methods*. New York: Plenum, 1994.
- [12] R. Billinton and R. U. Nighot, "Incorporating station-related outages in composite system reliability analysis," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, no. 2, pp. 227 – 232, March 2005.

- [13] R. Billinton and X. Tang, "Selected considerations in utilizing Monte Carlo simulation in quantitative reliability evaluation of composite power systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 69, no. 2 - 3, pp. 205 –211, May 2004.
- [14] R. Billinton and P. K. Vohra, "Station-initiated outages in composite-system adequacy evaluation," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 134, no. 1, pp. 10 – 16, January 1987.
- [15] R. Billinton and W. Wangdee, "Impact of utilising sequential and nonsequential simulation techniques in bulk-electric-system reliability assessment," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, no. 5, pp. 623 – 628, September 2005.
- [16] R. Billinton and W. Zhang, "Adequacy equivalent development of composite generation and transmission systems using a d.c. load flow," *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 65, no. 3, pp. 295 – 305, September 1999.
- [17] A. Bose, "Modeling of external networks for on-line security analysis," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-103, no. 8, pp. 2117 – 2125, August 1984.
- [18] A. Bose, "The Effects of External Modeling Errors on On-Line Security Analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 1, no. 1, pp. 227 – 231, February 1986.
- [19] R. E. Brown and T. M. Taylor, "Modelling the Impact of Substations on Distribution Reliability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 349 – 354, February 1999.
- [20] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, 2nd ed., ser. Electric Power Engineering, H. L. Willis, Ed. Boca Raton, FL 33487-2742: CRC Press, 2009.
- [21] F. Capitanescu, M. Glavic, D. Ernst, and L. Wehenkel, "Contingency Filtering Techniques for Preventive Security-Constrained Optimal Power Flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1690 – 1697, November 2007.
- [22] F. Capitanescu, J. L. Martinez Ramos, P. Panciatici, D. Kirschend, A. Marano Marcolini, L. Platbrood, and L. Wehenkel, "State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 8, pp. 1731 – 1741, August 2011.
- [23] F. Capitanescu and L. Wehenkel, "A new iterative approach to the corrective security-constrained optimal power flow problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1533 – 1541, November 2008.
- [24] F. Capitanescu and L. Wehenkel, "Redispatching Active and Reactive Powers Using a Limited Number of Control Actions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1221 – 1230, August 2011.
- [25] Y. Chang, W. Yang, and C. Liu, "Improvements on the line outage distribution factor for power system security analysis," *Electric Power Systems Research*, vol. 26, no. 3, pp. 231 – 236, April 1993.
- [26] Q. Chen and J. D. McCalley, "Identifying High Risk N-k Contingencies for Online Security Assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 823 – 834, May 2005.
- [27] S. Cheng, "Simplified Reliability Calculation of Electrical Networks by Automatic Determination of Relevant Outages Combinations," in *Proc. 15th Power System Computation Conference (PSCC-2008)*, vol. 1, Liege, Belgium, August, 22th - 26th 2005.

- [28] A. A. Chowdhury and D. O. Koval, *Power Distribution System Reliability. Practical Methods and Applications*, ser. IEEE Press on Power Engineering. Hoboken, New Jersey: John Wiley&Sons, Inc., 2009.
- [29] CIGRE, “Substation reliability: Comparison of two methods and suitable presentation of results,” CIGRE, Study Committee 23, Paris, France, Tech. Rep. Electra - 99, June 1985.
- [30] CIGRE, “Methods and techniques for reliability assessment of interconnected systems,” CIGRE, Task Force 38-03-11, Paris, France, Tech. Rep. 129, August 1998.
- [31] A. de la Villa Jaén and A. Gómez Expósito, “Implicitly Constrained Substation Model for State Estimation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 3, pp. 850 – 856, August 2002.
- [32] S. Deckmann, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott, and O. Alsac, “Numerical testing of power system load flow equivalents,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-99, no. 6, pp. 2292 – 2300, November 1980.
- [33] J. F. Dopazo, M. H. Dwarakanath, J. J. Li, and A. M. Sasson, “An external system equivalent model using real-time measurements for system security evaluation,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 96, no. 2, pp. 431 – 446, March 1977.
- [34] M. K. Enns, J. J. Quada, and B. Sackett, “Fast Linear Contingency Analysis,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 4, pp. 783 – 791, April 1982.
- [35] ENTSO - RDC, “Research and development plan,” European Network of Transmission System Operators for Electricity, Tech. Rep., March 2010. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/resources/key-documents/>
- [36] ERCOT, “Grid information,” Electric Reliability Council of Texas, Tech. Rep., December 2007. [Online]. Available: [www.ercot.com/gridinfo/index.html](http://www.ercot.com/gridinfo/index.html)
- [37] FERC - Staff Reports, “NERC Standards: Electric Reliability,” Federal Energy Regulatory Commission, Tech. Rep., Mandatory Effective Date: May 13, 2009. [Online]. Available: [www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/reliability/standards.asp](http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/reliability/standards.asp)
- [38] E. B. Fisher, R. P. O’Neill, and M. C. Ferris, “Optimal transmission switching,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1346 – 1355, August 2008.
- [39] S. Fliscounakis, F. Zaoui, G. Simeant, and R. Gonzalez, “Topology Influence on Loss Reduction as a Mixed Integer Linear Programming Problem,” in *Proc. IEEE Lausanne Power Tech Conference*, vol. 1, Lausanne, Switzerland, July, 1st - 5th 2007.
- [40] C. C. Fong, R. Billington, R. O. Gunderson, P. M. O’Neill, J. Raksany, A. W. Schneider Jr., and B. Silverstein, “Bulk system reliability-measurement and indices,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 829 – 835, August 1989.
- [41] A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, C. Cañizares, *et al.*, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw Hill Interamericana SL (España), 2002.
- [42] A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, C. Cañizares, *et al.*, *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, ser. Electric Power Engineering, L. L. Grigsby, Ed. Boca Raton, FL 33487-2742: CRC Press, 2009.
- [43] L. Goel, V. P. Aparna, and P. Wang, “A Framework to Implement Supply and Demand Side Contingency Management in Reliability Assessment of Restructured Power Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 205 – 212, February 2007.

- [44] P. R. Gribik, G. A. Angelidis, and R. R. Kovacs, "Transmission access and pricing with multiple separate energy forward markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 865 – 876, August 1999.
- [45] G. Hamoud, "Assessment of available transfer capability of transmission systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 27 – 32, February 2000.
- [46] S. Hao and A. Papalexopoulos, "External Network Modeling for Optimal Power Flow Applications," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 825 – 837, May 1995.
- [47] J. He, L. Cheng, D. S. Kirschen, and Y. Sun, "Optimising the balance between security and economy on a probabilistic basis," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 4, no. 12, pp. 1275 – 1287, December 2010.
- [48] K. W. Hedman, R. P. O'Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, "Optimal Transmission Switching With Contingency Analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1577 – 1586, August 2009.
- [49] E. C. Housos, G. Irisarri, R. M. Porter, and A. M. Sasson, "Steady State Network Equivalents for Power System Planning Applications," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, no. 6, pp. 2113 – 2120, November 1980.
- [50] ISO-NE Communications, "Power System and LMP fundamentals," ISO New England, Tech. Rep., 2010. [Online]. Available: <http://www.iso-ne.com/>
- [51] L. Jiping, L. Wenyuan, and Y. Wei, "State enumeration technique combined with a labeling bus set approach for reliability evaluation of substation configuration in power systems," *Electric Power System Research*, vol. 77, pp. 401 – 406, April 2007.
- [52] K. Karoui, H. Crisciu, A. Szekut, and M. Stubbe, "Large scale security constrained optimal power flow," in *Proceedings 16th Power Systems Computation Conference (PSCC-2008)*, Glasgow, Scotland, July, 14th - 18th 2008.
- [53] K. Kato, "External Network Modeling - Recent Practical Experience," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 216 – 228, February 1994.
- [54] H. Kim and A. Abur, "Enhancement of External System Modeling for State Estimation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 3, pp. 1380 – 1386, August 1996.
- [55] G. N. Korres, "A partitioned state estimator for external network modeling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 3, pp. 834 – 842, August 2002.
- [56] G. N. Korres and G. C. Contaxis, "External System Monitoring Based on a Reduced State Estimation Model," in *Proc. IEEE Porto Power Tech Conference*, vol. 1, Porto, Portugal, September, 10th -13th 2001.
- [57] A. Kutjuns and L. Zemite, "Power network system reliability and methods of calculation," in *Proc. IEEE Bucharest Power Tech Conference*, vol. 1, Bucharest, Romania, June, 28th - July, 2nd 2009.
- [58] G. L. Landgren and S. W. Anderson, "Data Base for EHV Transmission Reliability Evaluation," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS - 100, no. 4, pp. 2046 – 2058, April 1981.
- [59] M. G. Lauby, "Evaluation of a local DC load flow screening method for branch contingency selection of overloads," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 3, pp. 923 – 928, August 1988.

- [60] A. M. Leite da Silva, J. G. de Carvalho Costa, L. A. da Fonseca Manso, and G. J. Anders, "Transmission Capacity: Availability, Maximum Transfer and Reliability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 3, pp. 843 – 849, August 2002.
- [61] F. Li and R. Bo, "DCOPF-Based LMP Simulation: Algorithm, Comparison With ACOPF, and Sensitivity," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1475 – 1485, November 2007.
- [62] W. Li, *Risk Assessment of Power Systems: Model, Methods, and Applications*, ser. IEEE Press on Power Engineering. Hoboken, New Jersey: John Wiley&Sons, Inc., 2005.
- [63] W. Li, "A successive linear programming model for real-time economic power dispatch with security," *Electric Power Systems Research*, vol. 13, no. 3, pp. 225 – 233, December 1987.
- [64] E. Litvinov, T. Zheng, G. Rosenwald, and P. Shamsollahi, "Marginal loss modeling in LMP calculation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 880 – 888, May 2004.
- [65] K. R. C. Mamandur and G. J. Berg, "Efficient Simulation of Line and Transformer Outages in Power Systems," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 10, pp. 3733 – 3741, October 1982.
- [66] A. Marano-Marcolini, F. Capitanescu, J. L. Martínez-Ramos, and L. Wehenkel, "Exploiting the Use of DC SCOPF Approximation to Improve Iterative AC SCOPF Algorithms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1459 – 1466, August 2012.
- [67] P. J. Martínez-Lacanina, A. de la Villa-Jaén, and J. L. Martínez-Ramos, "A new technique for short-term reliability assessment of transmission and distribution networks," in *Proceedings 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied Power Systems (PMAPS-2006)*, KTH, Stockholm, Sweden, June, 11th - 15th 2006.
- [68] P. J. Martínez-Lacanina, A. de la Villa-Jaén, and J. L. Martínez-Ramos, "On the Subtransmission Systems Reliability Analysis Based on Optimal Load-Shedding Correlated between Load-Points," *International Review of Electrical Engineering*, vol. 7, no. 4, pp. 5010 – 5021, August 2012.
- [69] P. J. Martínez-Lacanina, J. L. Martínez-Ramos, and A. de la Villa-Jaén, "Sensitivity-based external equivalent for reliability assessment of subtransmission & distribution systems," in *Proceedings 17th Power Systems Computation Conference (PSCC-2011)*, KTH, Stockholm, Sweden, August, 22nd - 26th 2011.
- [70] P. J. Martínez-Lacanina, J. L. Martínez-Ramos, A. de la Villa-Jaén, and A. Marano-Marcolini, "A Novel Formulation for DCOPF Based on Fictitious Nodal Injections Obtained from Sensitivity Matrix," *International Review of Electrical Engineering*, vol. 7, no. 3, pp. 4548 – 4586, June 2012.
- [71] Z. J. Meng, Y. Xue, and K. L. Lo, "A New Approximate Load Flow Calculation Method for Contingency Selection," in *Proc. Power Systems Conference and Exposition, 2006. IEEE PES*, Atlanta, Georgia, USA, October, 29th - November, 1st 2006, pp. 1601 – 1605.
- [72] Z. J. Meng, Y. Xue, and K. L. Lo, "An Approximate Load Flow Calculation Method for the Contingency Selection of Double Transmission Line Outage," in *Proc. International Conference on Electrical Engineering 2009*, Shenyang, China, July, 5th -9th 2009, p. I9CP0362.
- [73] L. Min and A. Abur, "Total transfer capability computation for multi-area power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1141 – 1147, August 2006.

- [74] J. Mitra and C. Singh, "Incorporating the DC Load Flow Model in the Decomposition-Simulation Method of Multi-Area Reliability Evaluation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 3, pp. 1245 – 1254, August 1996.
- [75] J. Mitra and C. Singh, "Pruning and Simulation for Determination of Frequency and Duration Indices of Composite Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 899 – 905, August 1999.
- [76] J. Mitra, Ed., *IEEE Tutorial Course: Electric Delivery System Reliability Evaluation*, vol. 1, no. 05TP175. IEEE Power Engineering Society, May 2005, General Meeting, Montreal.
- [77] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, and R. Adapa, "A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part 11: Newton, Linear Programming and Interior Point Methods," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 105 – 111, February 1999.
- [78] A. Monticelli, S. Deckmann, A. Garcia, and B. Stott, "Real-Time External Equivalents for Static Security Analysis," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-98, no. 2, pp. 498 – 508, March/April 1979.
- [79] A. Monticelli and F. F. Wu, "A Method That Combines Internal State Estimation and External Network Modeling," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-104, no. 1, pp. 91 – 103, January 1985.
- [80] R. U. Nighot and R. Billinton, "Reliability Evaluation of the IEEE-RTS Incorporating Station Related Outages," in *Proc. Power Engineering Society General Meeting-IEEE*, vol. 1, June, 6th -10th 2004, pp. 118 – 123.
- [81] Y. Ou and C. Singh, "Assessment of available transfer capability and margins," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 2, pp. 463 – 468, May 2002.
- [82] Y. Ou and C. Singh, "Calculation of risk and statistical indices associated with available transfer capability," *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, no. 2, pp. 239 – 244, March 2003.
- [83] T. J. Overbye, X. Cheng, and Y. Sun, "A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP Calculations," *Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS'04)*, vol. 2, pp. 20 047 – 20 055, January 2004.
- [84] A. Papoulis, *Probability, Random Variables, and Stochastic Processes*, 3rd ed. Boston: McGraw-Hill, 1991.
- [85] S. B. Patra, J. Mitra, and R. Earla, "A New Intelligent Search Method for Composite System Reliability Analysis," in *Proc. Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2005/2006, IEEE PES*, May, 21th - 24th 2006, pp. 803 – 807.
- [86] J. A. Patton, C. Singh, and G. Robinson, "NARP System Reliability Model - Final Report," SANDIA National Laboratories, Albuquerque, USA, Tech. Rep. SAND-98-2178, October 1998, N-Area Reliability Program.
- [87] M. V. F. Pereira and N. J. Balu, "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation," *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, no. 4, pp. 470 – 491, April 1992.
- [88] A. G. Phadke and J. S. Thorp, "Exposed Hidden Failures to Prevent Cascading Outages," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 9, no. 3, pp. 20 – 23, July 1996.



- [89] J. M. S. Pinheiro, C. R. R. Dornellas, M. T. Schilling, A. C. G. Melo, and J. C. O. Mello, "Probing the new IEEE Reliability Test System (RTS-96): HL-II assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 1, pp. 171 – 176, February 1998.
- [90] K. Purchala, L. Meeus, D. Van Dommelen, and R. Belmans, "Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis," in *Proc. Power Engineering Society General Meeting, IEEE*, vol. 1, June, 12th - 16 th 2005, pp. 454 – 459.
- [91] A. F. Rahimi, K. Kato, S. H. Ansari, V. Brandwajn, G. Cauley, and D. J. Sobajic, "On External Network Model Development," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 2, pp. 905 – 910, May 1996.
- [92] REE, "El sistema eléctrico español en 2011," Red Eléctrica de España, SA, Tech. Rep., 2012. [Online]. Available: [http://www.ree.es/sistema\\_electrico/informeSEE.asp](http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp)
- [93] A. M. Rei and M. T. Schilling, "Reliability Assessment of the Brazilian Power System Using Enumeration and Monte Carlo," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1480 – 1487, August 2008.
- [94] A. M. Rei, M. T. Schilling, and A. C. G. Melo, "Monte Carlo Simulation and Contingency Enumeration in Bulk Power Systems Reliability Assessment," in *Proceedings 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied Power Systems (PMAPS-2006)*, KTH, Stockholm, Sweden, June, 11th - 15th 2006, pMAPS 2006. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006.
- [95] L. Salvaderi and R. Billinton, "Comparison Between Two Fundamentally Different Approaches to Composite System Reliability Evaluation," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS - 104, no. 12, pp. 3486 – 3492, December 1985.
- [96] J. Satish and R. Billinton, "Minimum Cost Analysis of Station Configurations," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 10, no. 4, pp. 1799 – 1805, October 1995.
- [97] P. W. Sauer, "On the Formulation of Power Distribution Factors for Linear Load Flow Methods," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 2, pp. 764 – 770, February 1981.
- [98] P. W. Sauer, K. E. Reinhard, and T. J. Overbye, "Extended factors for linear contingency analysis," in *Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS-2001)*, Maui, Hawaii, USA, January, 3rd -6th 2001, pp. 697 – 703.
- [99] M. T. Schilling, J. C. Stacchini de Souza, and M. B. Do Coutto Filho, "Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 868 – 876, August 2008.
- [100] M. Shahidehpour, W. F. Tinney, and Y. Fu, "Impact of Security on Power Systems Operation," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 2013 – 2025, November 2005.
- [101] N. Srinivasan, K. S. Prakasa Rao, and C. S. Indulkar, "Simulation of line and transformer outages in power systems using constant-sensitivity matrix," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 56 – 62, January 1987.
- [102] B. Stott, J. Jardim, and O. Alsac, "DC Power Flow Revisited," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1290 – 1300, August 2009.

- [103] B. Stott and J. L. Marinho, "Linear Programming for Power-System Network Security Applications," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 3, pp. 837 – 848, May 1979.
- [104] E. N. M. Task Force, "EXTERNAL NETWORK MODELING - RECENT PRACTICAL EXPERIENCE," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 216 – 228, February 1994.
- [105] R. T. S. Task Force, "The IEEE Reliability Test System - 1996," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010 – 1020, August 1999.
- [106] G. Theil, "Outages Data Analysis: The Base For High Voltage Network Reliability Assessment," in *Proc. IEEE Bologna PowerTech Conference*, vol. 1, Bologna, Italy, June, 23th -26th 2003.
- [107] R. A. M. van Amerongen and H. P. van Meeteren, "A Generalised Ward Equivalent for Security Analysis," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, no. 6, pp. 1519 – 1526, June 1982.
- [108] J. B. Ward, "Equivalent Circuits for Power-Flows Studies," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 68, no. 1, pp. 373 – 382, July 1949.
- [109] H. L. Willis, *Power Distribution Planning: Reference book*, 2nd ed. New York-Basel, NY: Marcel Dekker, Inc., 2004.
- [110] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, 2nd ed. New York, NY: John Wiley&Sons, Inc., 1996.
- [111] F. F. Wu and A. Monticelli, "Critical Review of External Network Modelling for Online Security Analysis," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 5, no. 4, pp. 222 – 235, October 1983.
- [112] Y. K. Wu, "A novel algorithm for ATC calculations and applications in deregulated electricity markets," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 29, no. 10, pp. 810–821, August 2007.
- [113] F. Yang, A. P. S. Sakis-Meliopoulos, G. J. Cokkinides, and G. K. Stefopoulos, "A Bulk Power System Reliability Assessment Methodology," in *Proceedings 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied Power Systems (PMAPS-2004)*, Iowa State University, Ames - Iowa, USA, September, 12th - 16th 2004.
- [114] W. Zhang and R. Billinton, "Application of an Adequacy Equivalent Method in Bulk Power System Reliability Evaluation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 2, pp. 661 – 666, May 1998.
- [115] Y. Zhao, N. Zhou, J. Zhou, and X. Zhao, "Research on Sensitivity Analysis for Composite Generation and Transmission System Reliability Evaluation," *Proceedings of the International Conference on Power System Technology, 2006 (PowerCon 2006)*, vol. 1, pp. 1 – 5, October 2006.