



UNIVERSIDAD DE SEVILLA  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

---

TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN APLICADAS A  
LA SUPERVISIÓN DE LÍMITES DE OPERACIÓN Y A  
LA DETERMINACIÓN DE ACTUACIONES PREVENTIVAS  
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

---

**TESIS DOCTORAL**

por

**Alejandro Marano Marcolini**

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

Director: **Dr. José Luis Martínez Ramos**

Sevilla, 2010





UNIVERSIDAD DE SEVILLA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

---

TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN APLICADAS A  
LA SUPERVISIÓN DE LÍMITES DE OPERACIÓN Y A  
LA DETERMINACIÓN DE ACTUACIONES PREVENTIVAS  
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

---

**TESIS DOCTORAL**

Autor: **Alejandro Marano Marcolini**

Director: **Dr. D. José Luis Martínez Ramos**

**TRIBUNAL CALIFICADOR**

Presidente: **Dr. Antonio Gómez Expósito**

Secretario: **Dr. José A. Aguado Sánchez**

Vocales: **Dr. Luis Rouco Rodríguez**

**Dra. Esther Romero Ramos**

**Dr. Florin Capitanescu**

Obtuvo la calificación de Sobresaliente “Cum Laude” por unanimidad y la mención de Doctorado Europeo

Sevilla, 26 de mayo de 2010



A mis padres  
A mis hermanos Pablo y Carla  
A mi querida *nonna*



# Agradecimientos

Son muchas las personas a quienes debo agradecer por el apoyo y el ánimo que me han dado a lo largo de estos años. En primer lugar debo agradecer al Profesor José Luis Martínez Ramos, por su buena labor de dirección, pero sobre todo por lo que me ha enseñado durante este trabajo, sus buenos consejos, paciencia y su amistad.

Al Ministerio de Educación y Ciencia por concederme una beca FPI que me permitió realizar estos estudios.

A los compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica, por prestarme su ayuda y colaboración siempre que lo he necesitado, en especial a mis compañeros Juan Manuel Mauricio y Sergio Ceballos, porque con ellos di mis primeros pasos en la Universidad y en la ciudad de Sevilla.

A los profesores Claudio Cañizares de la Universidad de Waterloo (Canadá) y Alberto Berizzi del Politécnico de Milán (Italia) por brindarme la posibilidad de estudiar con sus respectivos grupos de investigación.

A mis amigos de Málaga, porque gracias a ellos los estudios de ingeniería industrial se hicieron más fáciles y amenos.

A mis familias argentina e italiana, su inestimable cariño es la energía que permite la consecución de cualquier logro.

Y especialmente a mis padres y hermanos, porque siempre me han brindado todo su apoyo y comprensión. Sin ellos no hubiera sido posible llegar hasta aquí.



# Abstract

This thesis addresses the voltage control/reactive power problems that arise in operating a Power System (PS).

The PS is influenced by a large number of variables that can be separated into active power and reactive power variables.

The limits on these variables together with the limits imposed by the equations employed to model system behaviour define the feasible area for PS operation.

The variables which are not under the operator's direct control in real time are considered to be parameters. This is the case in electricity demand and active power production in generating plants. Decision variables are those whose set-points are under the operator's control in real time.

It is on this basis that one may study the effect that the various limits that can occur in a PS have on its security during real-time operation. In particular, the operational limits and physical boundaries are considered. The latter, SNB or LIB, are of particular interest, as they are critical for system operation. When one or the other is reached, a voltage collapse may occur, resulting in a partial or total blackout. For these reasons, constant monitoring is required to ensure that the system is operating at values as far from the limits as possible.

Different techniques used to study the voltage stability of a system are depicted. Special attention is given to sensitivity analysis. The system limits can be detected using the sensitivities obtained from the power flow equations as indicators. Next, two different tools for computing sensitivities are discussed: continuation techniques and direct or optimization techniques. Using those techniques the limits that reach the system during its evolution can also be detected.

The most common technique employed to find the variables that improve the loadability margin of the system is based on a Voltage Security Constrained OPF (VSCOPF). A brief overview of the most appropriate resolution techniques for nonlinear programming problems is provided. One of the major short-comings of VSCOPF is the difficulty it encounters in resolution of large-scale systems, which leads operators to avoid using it

in real time.

In this thesis, a compendium of useful techniques employed to develop a new methodology aimed at increasing PS loadability is presented. These techniques are based on the sensitivities of the load flow equations computed for different system states.

Finally, the results obtained by using the proposed methodology over the IEEE 14, 24 and 118 bus systems are graphically represented and discussed.

# Resumen

El presente trabajo aborda la problemática de la operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) respecto al control de tensiones/potencia reactiva. Los sistemas de potencia están sujetos a gran número de parámetros y variables que afectan en distinta medida a su funcionamiento.

Los límites impuestos sobre estos parámetros y variables, unidos a los límites que imponen las ecuaciones que modelan el comportamiento del sistema, definen el área factible de funcionamiento de un SEP. En este trabajo se asumen como parámetros del sistema aquéllas variables sobre las que el operador no tiene poder de control, o al menos un control restringido, tal es el caso de la demanda eléctrica o la generación de potencia activa de las centrales de producción. Por otra parte, se asumen como variables activas aquéllas sobre las que el operador tiene poder para decidir su consigna en tiempo real. Partiendo de estas premisas, se hace un estudio del efecto que los distintos límites que pueden producirse en un SEP tienen sobre la seguridad de su funcionamiento. En concreto se estudian los límites de operación y los límites físicos. Estos últimos, SNB o LIB, revisten un especial interés al tratarse de puntos críticos para el sistema, alcanzarlos tiene como nefasta consecuencia la aparición de un colapso de tensiones, y con ello dejar de suministrar parte de la demanda. Por estos motivos estos límites deben ser continuamente monitorizados para intentar operar en puntos lo más lejanos a ellos posible.

Una vez estudiados los límites que afectan al SEP, se estudia la forma de detectarlos utilizando como indicador las sensibilidades que se obtienen de las derivadas de las ecuaciones del flujo de cargas. En esta parte se estudia cómo obtener esas sensibilidades utilizando dos tipos de herramientas, las técnicas de continuación y las técnicas directas o de optimización. Se comprueba igualmente que utilizando estas dos herramientas pueden hallarse los límites que encontrará el sistema en su evolución (al variar la demanda eléctrica).

A continuación se estudia el OPF con restricciones de seguridad de tensiones (VSCOPF, de sus siglas en inglés) como herramienta que permite hallar las variables que conceden un mayor margen de cargabilidad al sistema. Dado que el VSCOPF está basado en técnicas de optimización, se hace un breve repaso de las técnicas de resolución

más adecuadas a problemas de programación no lineal. Se analizan los resultados que se obtienen utilizando esta técnica con las redes IEEE de 14, 24 y 118 nudos.

Por último, se resume un compendio de técnicas útiles para desarrollar una nueva metodología para conseguir el aumento de la cargabilidad de un SEP. Estas técnicas se basan en el cálculo de las sensibilidades de las ecuaciones del flujo de cargas en distintos estados del sistema. Para terminar, se muestran los resultados obtenidos al emplear la metodología propuesta sobre distintas redes del IEEE, en concreto las de 14, 24 y 118 nudos.

# Índice general

Índice general	XI
Índice de figuras	XV
Índice de tablas	XIX
<b>1. Introducción y objetivos</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	3
1.3. Estructura de la tesis . . . . .	4
<b>2. Antecedentes</b>	<b>5</b>
2.1. Introducción . . . . .	5
2.2. La operación del Sistema Eléctrico de Potencia . . . . .	6
2.2.1. Evolución histórica . . . . .	6
2.2.2. Particularidades de la operación del sistema . . . . .	7
2.2.3. Control de potencia activa (frecuencia) . . . . .	9
2.2.4. Control de potencia reactiva (tensiones) . . . . .	10
2.2.5. Estados de operación de un sistema eléctrico . . . . .	10
2.3. El control de tensiones . . . . .	11
2.3.1. Control a lazo abierto . . . . .	14
2.3.2. Control automático . . . . .	15

2.4. El control de tensiones en España . . . . .	17
2.5. Incidentes relacionados con el control de tensiones . . . . .	18
2.6. Resumen del capítulo . . . . .	20
<b>3. Estabilidad de tensiones</b>	<b>21</b>
3.1. Introducción . . . . .	21
3.2. Concepto de estabilidad de tensiones . . . . .	22
3.3. Modelo de la demanda . . . . .	23
3.4. Modelo del sistema eléctrico . . . . .	24
3.5. Bifurcaciones . . . . .	26
3.5.1. Bifurcación silla-nodo (SNB) . . . . .	27
3.5.2. Bifurcación inducida por un límite del sistema (LIB) . . . . .	28
3.6. Modelo de contingencias . . . . .	31
3.7. Cálculo de los márgenes de cargabilidad . . . . .	33
3.7.1. Métodos de continuación . . . . .	33
3.7.2. Métodos directos . . . . .	35
3.8. Márgenes de funcionamiento de un sistema . . . . .	36
3.9. Actuaciones sobre los márgenes de funcionamiento . . . . .	37
3.9.1. Consigna de tensión de los generadores . . . . .	39
3.9.2. Compensación de reactiva . . . . .	39
3.9.3. Efecto de los transformadores con tomas de regulación . . . . .	41
3.10. Índices de estabilidad . . . . .	43
3.10.1. Análisis de los valores singulares . . . . .	44
3.10.2. Análisis de autovalores . . . . .	47
3.10.3. Funciones test . . . . .	47
3.10.4. Determinante reducido . . . . .	49
3.10.5. Índice del vector tangente . . . . .	50
3.10.6. Índices de segundo orden . . . . .	51
3.10.7. Margen de carga del sistema . . . . .	51

3.10.8. Resumen índices de estabilidad . . . . .	52
3.11. Análisis de sensibilidades . . . . .	52
3.12. Mejora de los márgenes de funcionamiento . . . . .	55
3.13. Resumen del capítulo . . . . .	58
<b>4. OPF con restricciones de seguridad de tensiones</b>	<b>59</b>
4.1. Introduction . . . . .	59
4.2. Planteamiento matemático de un OPF . . . . .	60
4.3. Métodos de resolución de aplicación a NLP . . . . .	61
4.4. Clasificación de OPFs . . . . .	62
4.5. Métodos de resolución para OPF continuos . . . . .	63
4.6. OPF con restricciones de seguridad de tensiones . . . . .	64
4.7. Resultados con redes de prueba . . . . .	66
4.8. Resumen del capítulo . . . . .	71
<b>5. Actuaciones para el mantenimiento de la seguridad</b>	<b>73</b>
5.1. Introducción . . . . .	73
5.2. Objetivos del método . . . . .	75
5.3. Modelo de OPF empleado . . . . .	79
5.4. Límites del sistema a medida que aumenta la carga . . . . .	82
5.5. Sensibilidad de la cargabilidad respecto a las variables . . . . .	84
5.6. Sensibilidad de las V. dependientes resp. a las V. de control . . . . .	87
5.7. Máxima variación posible de las variables de control . . . . .	88
5.8. Eficiencia de las actuaciones . . . . .	90
5.9. Actuaciones óptimas para afrontar cambios en la demanda . . . . .	93
5.9.1. Ejemplo utilizando el sistema de 5 nudos . . . . .	97
5.10. Resumen del capítulo . . . . .	100
<b>6. Resultados experimentales</b>	<b>103</b>
6.1. Introducción . . . . .	103

6.2. Resultados con la red IEEE de 14 barras . . . . .	104
6.3. Resultados con la red IEEE de 118 barras . . . . .	107
6.4. Caso práctico de la evolución durante un día completo . . . . .	112
6.5. Resumen del capítulo . . . . .	128
<b>7. Conclusions</b>	<b>129</b>
7.1. Summary . . . . .	129
7.2. General conclusions . . . . .	130
7.3. Main contributions . . . . .	131
7.4. Publications . . . . .	132
7.5. Future directions . . . . .	132
<b>A. Datos de los sistemas eléctricos usados</b>	<b>135</b>
A.1. Sistema test de 5 nudos . . . . .	135
A.2. Sistema test IEEE de 14 barras . . . . .	136
A.3. Sistema IEEE RTS - 1996 de 24 barras . . . . .	139
A.4. Sistema de 118 barras . . . . .	148
<b>B. Herramientas informáticas empleadas</b>	<b>155</b>
B.1. Introducción . . . . .	155
B.2. Herramienta de optimización (GAMS) . . . . .	155
B.2.1. Datos de entrada . . . . .	156
B.2.2. Estructura del modelo . . . . .	159
B.2.3. Resultados . . . . .	164
B.3. Implementación del algoritmo en MATLAB . . . . .	164
<b>C. Paquetes informáticos para optimización con restricciones</b>	<b>167</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>171</b>

# Índice de figuras

2.1. Estados de operación del sistema. . . . .	12
2.2. Diagrama del control automático de tensiones (SVR). . . . .	16
2.3. Característica en estado estacionario de los AVR para el control secundario implementado en Bélgica. . . . .	17
3.1. Bifurcación silla-nodo representada en una curva PV. . . . .	27
3.2. Efectos de los límites en los sistemas de excitación de los generadores: (a) cambio <i>estable</i> . (b) cambio <i>inestable</i> o bifurcación LIB. . . . .	30
3.3. Bifurcación límite representada en una curva PV. . . . .	30
3.4. Efecto de una contingencia (N-1) causada por la apertura de una línea en un SEP. . . . .	31
3.5. Vector tangente usado en el método de continuación. . . . .	34
3.6. Método de continuación para determinar la evolución del sistema. . . . .	34
3.7. Márgenes de funcionamiento de un sistema representados sobre la curva PV del nudo crítico. . . . .	36
3.8. Modelo de sistema de una carga conectado a un generador ideal. . . . .	38
3.9. Efecto de la consigna de tensión del generador sobre la capacidad de transferencia de potencia del sistema de la figura 3.8. Carga de factor de potencia constante. . . . .	40
3.10. Efecto de la compensación paralelo de reactiva sobre una carga conectada a un generador ideal. Sistema sin pérdidas y carga de factor de potencia constante. . . . .	41
3.11. Modelo de sistema de una carga conectado a un generador ideal a través de un transformador con tomas regulables. . . . .	42

3.12. Efecto de las tomas de regulación de un transformador sobre una carga conectada a un generador ideal. Sistema sin pérdidas y carga de factor de potencia constante. . . . .	43
3.13. Menor valor singular de la matriz jacobiana completa y reducida para el sistema IEEE de 14 barras (Anexo A). . . . .	46
3.14. Menor autovalor de la matriz jacobiana completa y reducida para el sistema IEEE de 14 barras. . . . .	48
3.15. Índices basados en el determinante reducido y funciones test calculados en el nudo 14 (crítico) del sistema IEEE de 14 barras. . . . .	50
3.16. Relación entre el margen de carga del sistema ( $\lambda$ ) y la reactancia inductiva conectada en la barra 6 de la red de 24 nudos. . . . .	55
3.17. Relación entre el margen de carga del sistema ( $\lambda$ ) y la toma del transformador 9-11 de la red de 24 nudos. . . . .	56
3.18. Relación entre el margen de carga del sistema ( $\lambda$ ) y la tensión de consigna del generador conectado a la barra 18 de la red de 24 nudos. . . . .	57
4.1. Red de 5 nudos. . . . .	67
5.1. Esquema entradas-salidas del sistema. . . . .	75
5.2. Red de 5 barras y dos generadores. . . . .	79
5.3. Ejemplo de límites de un sistema de potencia reflejados en la curva potencia-tensión (P-V). . . . .	82
5.4. Secuencia de aparición de límites en la red de 5 nudos. . . . .	83
5.5. Influencia de un parámetro de control $u_j$ sobre una variable dependiente $x_i$ . . . . .	89
5.6. Interpretación del cambio producido en el sistema al variar un parámetro de control. . . . .	91
5.7. Diagrama de flujo del método propuesto. . . . .	94
5.8. Límites de la red de 5 barras tras la ejecución del algoritmo. . . . .	98
5.9. Evolución del sistema de 5 nudos tras la ejecución del algoritmo. . . . .	100
6.1. Red de 14 barras: comparación de la secuencia de aparición de límites en el sistema original y tras la ejecución del algoritmo. . . . .	108
6.2. Red de 14 barras: comparación de la evolución del sistema antes y después de las actuaciones propuestas por el algoritmo. . . . .	109

6.3. Red de 118 barras: comparación de la evolución del sistema antes y después de la primera actuación. . . . .	112
6.4. Red de 118 barras: comparación de la evolución del sistema antes y después de las actuaciones propuestas por el algoritmo. . . . .	114
6.5. Esquema del sistema IEEE RTS de 24 barras. . . . .	115
6.6. Red de 24 barras: evolución de la demanda durante un día completo. . . . .	117
6.7. Comparación de la evolución del sistema en el período T6. . . . .	121
6.8. Comparación de la evolución del sistema en el período T8. . . . .	123
6.9. Comparación de la evolución del sistema en el período T18. . . . .	126
A.1. Red de 5 barras y dos generadores. . . . .	136
A.2. Diagrama de la red IEEE de 14 nudos. . . . .	137
A.3. Esquema del sistema IEEE RTS de 24 nudos. . . . .	140
A.4. Esquema del sistema IEEE de 118 nudos. . . . .	149
B.1. Herramientas informáticas empleadas. . . . .	165



# Índice de tablas

3.1. Características de los índices de estabilidad estudiados. . . . .	53
4.1. Red de 5 nudos: Variables de control resultantes. . . . .	67
4.2. Red de 14 nudos: Variables de control resultantes. . . . .	67
4.3. Red de 24 nudos: Variables de control resultantes. . . . .	68
4.4. Red de 118 nudos: Consigna de tensión en nudos PV. . . . .	69
4.5. Red de 118 nudos: Consigna de batería de condensadores y reactancias paralelo. . . . .	70
4.6. Red de 118 nudos: Tomas de transformadores. . . . .	70
5.1. Tipo de variables de un sistema eléctrico. . . . .	77
5.2. Sensibilidades de los parámetros de control en los distintos límites de la red de 5 nudos ( $M$ ). . . . .	86
5.3. Sistema en estado de carga inicial. Matriz de sensibilidades $S$ (pu/pu). . .	88
5.4. Máxima variación de los parámetros de control de la red de 5 nudos. . . .	90
5.5. Ranking del $CE$ de los parámetros de control de la red de 5 nudos. . . . .	92
5.6. Ejecución 1. resultados del paso [P.3]. . . . .	98
5.7. Ejecución 1. resultados del paso [P.4]. . . . .	99
5.8. Ejecución 2. cálculo de $CE$ . . . . .	99
5.9. Ejecución 2. resultados del paso [P.3]. . . . .	99
5.10. Pérdidas del sistema con carga inicial en los 3 estados estudiados. . . . .	100
6.1. Parámetros de control de la red de 14 nudos. . . . .	104

6.2. Red de 14 barras. Flujo de cargas inicial. . . . .	104
6.3. Red de 14 barras: secuencia inicial de aparición de límites. . . . .	105
6.4. Red de 14 barras: secuencia de aparición de límites tras actuación 1. . . .	106
6.5. Red de 14 barras: secuencia de aparición de límites tras actuación 2. . . .	106
6.6. Red de 14 barras: comparación de pérdidas del sistema original y tras las dos actuaciones propuestas por el algoritmo. . . . .	107
6.7. Red de 118 barras: Parámetros de control. . . . .	110
6.8. Red de 118 barras: secuencia inicial de aparición de límites. . . . .	111
6.9. Red de 118 barras: secuencia de aparición de límites tras actuación 1. . . .	113
6.10. Red de 118 barras: secuencia de aparición de límites tras actuación 2. . . .	113
6.11. Red de 118 barras: comparación de pérdidas del sistema original y tras las dos actuaciones propuestas por el algoritmo. Carga inicial ( $\lambda = 0,0$ ). . . .	114
6.12. Red de 118 barras: comparación de pérdidas del sistema original y tras las dos actuaciones propuestas por el algoritmo. Carga esperada ( $\lambda = 0,15$ ). . . .	114
6.13. Parámetros de control de la red de 24 barras. . . . .	116
6.14. Generadores en límite en el estado original del sistema. U: Límite superior. L: Límite inferior. . . . .	118
6.15. Comparación de pérdidas del sistema original y tras la actuación propuesta por el algoritmo en la hora 4. . . . .	120
6.16. Comparación de pérdidas del sistema original y tras la actuación propuesta por el algoritmo en la hora 6. . . . .	121
6.17. Comparación de pérdidas del sistema original y tras la actuación propuesta por el algoritmo en la hora 8. . . . .	122
6.18. Comparación de pérdidas del sistema original y tras la actuación propuesta por el algoritmo en la hora 10. . . . .	124
6.19. Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue mante- niendo las actuaciones realizadas en los períodos precedentes. . . . .	124
6.20. Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue mante- niendo las actuaciones realizadas en los períodos precedentes. . . . .	125
6.21. Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue mante- niendo las actuaciones realizadas en los períodos precedentes. . . . .	125

6.22. Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue manteniendo las actuaciones realizadas en los períodos precedentes. . . . .	125
6.23. Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue realizando la actuación propuesta por el algoritmo en el período 18. . . . .	126
6.24. Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue realizando la actuación propuesta por el algoritmo en el período 18. . . . .	127
6.25. Resumen de actuaciones en la red de 24 nudos. . . . .	127
A.1. Líneas y transformadores de la red de 5 nudos. . . . .	135
A.2. Flujo de cargas inicial de la red de 5 nudos. . . . .	136
A.3. Datos de los nudos y flujo de cargas inicial. . . . .	137
A.4. Datos de los generadores. . . . .	138
A.5. Datos de las líneas. . . . .	138
A.6. Datos de los transformadores. . . . .	139
A.7. Datos del archivo ‘14n5g.k’ utilizado en UWPFLOW. . . . .	141
A.8. Carga conectada a los nudos del sistema. . . . .	142
A.9. Generación de potencia activa en cada período en MW. . . . .	143
A.10. Consigna de tensión inicial de la red de 24 nudos. . . . .	144
A.11. Capacidad de generación de potencia reactiva en cada período en MVA. . . . .	145
A.12. Datos de las líneas. . . . .	146
A.13. Datos de los transformadores. . . . .	147
A.14. Estado inicial de las tomas regulables de los transformadores. . . . .	147
A.15. Datos de los generadores. . . . .	150
A.16. Datos de los nudos y flujo de cargas inicial. . . . .	151
A.17. Datos de las líneas. . . . .	152
A.18. Datos de las líneas ( <i>cont.</i> ). . . . .	153
A.19. Datos del archivo ‘118b.k’ utilizado en UWPFLOW. . . . .	154
A.20. Datos de los transformadores. . . . .	154
B.1. Ficheros que forman el modelo implementado en GAMS. . . . .	156



# Capítulo 1

## Introducción y objetivos

### 1.1. Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia están considerados como uno de los sistemas de mayor complejidad creados por el ser humano [1]. Están compuestos por un gran número de dispositivos: unidades de generación, líneas de transporte, cargas, transformadores, y un largo etcétera, que responden de manera distinta a las perturbaciones que se producen en el sistema.

Para gestionar un sistema de esta dimensión existen centros de operación que se encargan de supervisar en cada momento el estado de las variables principales del mismo y de tomar las medidas necesarias para mantenerlas dentro de los márgenes adecuados para asegurar la funcionalidad, seguridad y economía en la operación.

Desde un punto de vista funcional, los sistemas eléctricos de potencia pueden dividirse en distintos subsistemas. Así, es posible distinguir entre generación, transporte, distribución y consumo. Del primero forman parte todas las unidades capaces de generar potencia activa, con una gran variedad de tipologías y tamaños, existiendo desde grandes grupos nucleares, térmicos o hidráulicos con una potencia nominal del orden de gigavatios hasta pequeñas unidades de producción fotovoltaica con potencias nominales del orden de unos cuantos kilovatios. El transporte está compuesto por las líneas eléctricas de muy alta tensión (en España se consideran como tales los niveles de 220 y 400 kV) que, generalmente de forma mallada, unen los grandes grupos de generación con las zonas de mayor demanda eléctrica. El sistema de distribución lo forman las líneas que van desde las grandes subestaciones hasta las proximidades de los puntos de consumo. Su gestión es generalmente en forma radial, por lo que forma un sistema que distribuye la energía eléctrica de forma capilar por todo el territorio. La división entre el sistema de transporte y el de distribución no queda clara en todos los casos. Por ejemplo, en España también

se considera distribución a las redes malladas de 66 y 132 kV que efectúan la labor del transporte a nivel regional y provincial. Por último, el consumo es un sistema también muy heterogéneo, formado tanto por pequeños consumidores (consumo residencial o pequeño comercio) hasta grandes establecimientos con una demanda intensiva de energía eléctrica (altos hornos, grandes instalaciones fabriles, etc.).

Por otra parte, el objetivo fundamental de este sistema, que no es más que la generación y transmisión de la energía eléctrica desde unos puntos de generación a otros de consumo, se consigue con el mantenimiento de un campo eléctrico sinusoidal (existen también dispositivos que funcionan en corriente continua, que aunque de gran desarrollo esperado en el futuro, aún representan una pequeña porción del sistema total). Este campo viene caracterizado por la frecuencia y el valor eficaz de la tensión. La frecuencia,  $f$ , está relacionada con el balance de potencia activa en el sistema. Esto es debido a la tecnología empleada para la generación, en la gran mayoría de los casos constituida por el conjunto turbina-máquina síncrona. En el momento que se produce un aumento en la potencia eléctrica demandada, la turbina sufre un aumento del par aplicado en su eje que se traducirá en una disminución de la velocidad de giro y, como consecuencia, también de la frecuencia de la onda generada. Por su parte, el valor eficaz de la tensión,  $V$ , está muy relacionado con la excitación de la máquina síncrona. En definitiva, puede verse que para el control de la frecuencia es muy importante el control de la potencia activa aplicada a través de la turbina, mientras que para el control de la tensión lo es la excitación de la máquina. Esto explica el motivo por el cual ambos problemas suelen estudiarse de forma desacoplada, aunque en realidad no lo están del todo, siendo esta última consideración de especial importancia cuando se estudian fenómenos que producen transitorios relativamente rápidos.

El organismo encargado de la gestión y control de estas magnitudes es el Operador del Sistema (OS). Éste tiene como objetivo fundamental garantizar el funcionamiento sin interrupciones y con todos los parámetros dentro de sus márgenes previstos. De especial importancia es también la economía del sistema. Ésta se consigue utilizando los mínimos recursos necesarios y procurando que las pérdidas que se producen en las redes de transporte y distribución sean las mínimas posibles sin comprometer la seguridad.

Centrándonos en lo concerniente al problema de control de tensión/reactiva, las variables a disposición del OS pueden enumerarse brevemente: excitación de las unidades de generación, tomas variables de los transformadores y dispositivos de generación y absorción de potencia reactiva conectados a la red, pudiendo también considerarse como tal la modificación de la topología del sistema (conexión/desconexión de líneas). En el caso español, y en lo que respecta a la red de transporte, las actuaciones sobre estas variables las ordena el Operador del Sistema (REE). Éste tiene también capacidad para actuar sobre los programas de generación y sobre la demanda del sistema para evitar problemas que comprometan a la seguridad de la red, esto a pesar de que estas competencias pertenezcan al Operador del Mercado (OM). Estas actividades se desarrollan en

el Centro de Control de REE (CECOEL). Desde allí se controlan los dispositivos directamente bajo la responsabilidad de REE y se envían las consignas de control a los demás integrantes del sistema (Compañías distribuidoras, Generadores, grandes consumidores, etc.) para que éstos actúen sobre los dispositivos de su propiedad. Para la ejecución de esta tarea todos los integrantes del sistema que tengan relación con la red de transporte deben estar agrupados bajo un Centro de Control desde el que se supervisan y controlan sus instalaciones [2].

Uno de los problemas fundamentales que deben afrontar los operadores del sistema es la determinación del estado que deben tener las variables que controlan el perfil tensiones de la red para satisfacer al mismo tiempo tanto requerimientos de mínimas pérdidas como de seguridad. Esta actividad se desarrolla en dos horizontes temporales: por una parte se suelen establecer programas de operación con un tiempo de antelación (generalmente el día previo), basándose en previsiones de demanda y generación. Si las previsiones fueran exactas no sería necesario establecer ningún tipo de control posterior, sin embargo, la complejidad del sistema en cuestión y la variedad de eventos imprevistos que esto conlleva (indisponibilidades de unidades de generación, mayor o menor carga, contingencias en el transporte, etc.), obligan a realizar una revisión en tiempo real de los programas previstos. Especial relevancia adquiere esta operación en tiempo real en un escenario donde los sistemas están cada vez más regulados por normas de mercado, lo cual puede llevar aparejado el funcionamiento en condiciones muy cercanas a los límites físicos de operación.

## 1.2. Objetivos

El objetivo fundamental del trabajo realizado en esta tesis es el estudio de las condiciones en que se realiza la operación en tiempo real del sistema eléctrico, desde la perspectiva del control de tensión/reactiva, para determinar, una vez analizadas las problemáticas más importantes, las posibles mejoras a aplicar.

Entre las problemáticas estudiadas destaca por su especial importancia el colapso de tensiones. Este es un caso extremo que se produce en sistemas que han agotado los recursos de reactiva o donde los recursos disponibles no están empleados correctamente. En este trabajo se estudiarán las causas que pueden llevar al colapso de tensiones y la forma de detectar que el sistema se encuentra próximo al mismo. Un síntoma del agotamiento de los recursos de reactiva es la saturación del AVR de los generadores. Un objetivo importante de este trabajo es el estudio de los efectos que estos límites tienen sobre el sistema y proponer formas de evitarlos.

El trabajo contempla el análisis de las metodologías que se emplean en la actualidad para ayudar a los operadores a establecer el perfil más adecuado de tensiones del

sistema, detectando sus problemas y carencias. Con esto en mente se desarrollará una nueva metodología para ayudar a los operadores en la tarea mencionada. La metodología propuesta debe tener en cuenta tanto el establecimiento de un perfil adecuado en el momento presente como la evolución del sistema en el futuro inmediato, dando información al operador sobre el posible escenario en que funcionará el sistema y proporcionarle las actuaciones adecuadas para afrontar los cambios previstos y mantener un margen adecuado de seguridad en la operación.

### 1.3. Estructura de la tesis

Esta tesis se estructura en siete capítulos y tres apéndices.

En el Capítulo 2 se estudian las distintas soluciones implementadas en la mayoría de los sistemas eléctricos para afrontar el control de tensiones/reactiva, destacando las distintas configuraciones y técnicas, así como sus ventajas e inconvenientes.

El Capítulo 3 describe el fenómeno de la estabilidad de tensiones; en él se detallan los procesos físicos que ocurren en el sistema hasta que llega a esta situación límite y se plantean las bases para la descripción matemática del problema.

A continuación se detallan las principales herramientas empleadas en las técnicas de control de tensiones; éstas son el análisis de sensibilidades y las técnicas de optimización. Como paso posterior, en el Capítulo 5 se presenta la metodología propuesta en este trabajo para afrontar el problema planteado. Los resultados que se obtienen de la aplicación de esta metodología se muestran en el Capítulo 6. Para esto se emplean tres sistemas de test de distinto tamaño.

Por último, el Capítulo 7 contiene las conclusiones que se obtienen del trabajo realizado y las posibles líneas de investigación futuras.

El apéndice A detalla los datos de los sistemas eléctricos empleados para la obtención de los resultados. Por su parte, el apéndice B describe brevemente la estructura de los programas y algoritmos informáticos empleados. Por último, en el apéndice C se mencionan brevemente los principales paquetes de software empleados para resolver problemas de optimización.

# Capítulo 2

## Antecedentes

### 2.1. Introducción

En este capítulo se presentan las bases del tema sobre el que trata la presente tesis. Empieza dando una visión general de la problemática que deben afrontar quienes se dedican a la operación o explotación de grandes sistemas eléctricos de potencia, haciendo hincapié en la doble visión que tiene el mismo, fenómeno que permite afrontar de forma desacoplada la gestión de la frecuencia de la red,  $f$ , denominado problema de la potencia activa, y el de las tensiones en los embarrados, o problema de la potencia reactiva.

A continuación, debido a la importancia que tiene en el proceso de toma de decisiones, se estudiarán los estados en que puede operarse un sistema eléctrico. En general, como en cualquier proceso del cual deben surgir una serie de actuaciones, se debe analizar cuál es el objetivo prioritario que las motiva. En función del estado en que funcione el sistema, este objetivo puede ser más bien económico o de mantenimiento de la seguridad.

El control de tensiones, o problema de la potencia reactiva, tiene ciertas peculiaridades que lo diferencian del problema de la potencia activa. La especificación de éstas es el objetivo del siguiente apartado de este capítulo. Se estudiarán las posibles actuaciones y las situaciones genéricas que se deben afrontar desde el punto de vista de las tensiones del sistema.

Para hacer frente a la problemática anterior existen diversas formas de estructurar el proceso de toma de decisiones y actuaciones. Distintas soluciones han sido propuestas, basadas en distintas herramientas, en los diferentes países de nuestro entorno. En general, se pueden distinguir dos formas de encarar el problema bien diferenciadas, el control basado en reglas y efectuado por los operadores, o el seguimiento de una estrategia de control automático. En este apartado se hace una revisión de las distintas soluciones, comentando sus características más emblemáticas.

Una vez analizadas las distintas soluciones que existen actualmente para el control de tensiones, pasa a describirse la solución adoptada en el sistema eléctrico español, ya que es basándose en este sistema sobre el que han surgido las cuestiones que han dado lugar a esta tesis.

Para finalizar, se describirán algunos casos destacados de problemas ocurridos en distintos sistemas y motivados principalmente por un defecto en el que estaba implicado el proceso de control de tensiones/potencia reactiva.

## 2.2. La operación del Sistema Eléctrico de Potencia

### 2.2.1. Evolución histórica

Tradicionalmente la operación del sistema eléctrico era una actividad encargada a cada Compañía para ser efectuado dentro de su zona de actuación. Las Compañías eléctricas tradicionales eran grandes monopolios con una estructura vertical en la cual se integraban todas las actividades relacionadas con el funcionamiento del sistema eléctrico: generación, transporte, distribución, y el control de todo el proceso. Solo la generación tenía posibilidad de estar abierta a una cierta competencia, o al menos a la participación de varios integrantes, formando lo que se llama un oligopolio. En este caso, la decisión de producir la energía necesaria con una u otra central se tomaba de acuerdo a los costes declarados de producción por cada unidad utilizando una herramienta denominada *despacho económico*. El resultado de esta herramienta era la cantidad a producir de cada central, el equilibrio que proporciona este resultado se logra cuando el coste marginal de todos los grupos es idéntico.

En esta estructura cada compañía dispone de su propio centro de control desde donde se realizan todas las tareas concernientes a la operación del sistema, sin necesidad prácticamente de intercambiar datos con ningún otro agente, aparte de posibles intercambios de energía con sistemas vecinos.

A partir de los años 80 empieza a aparecer la tendencia a introducir reglas de mercado dentro del sector eléctrico, y con ellas la apertura a una cierta competencia. Inicialmente en Chile y, unos años más tarde en Inglaterra, Argentina, Italia, España, etc. se van introduciendo regulaciones que modifican la estructura clásica del sector. Así, deben desaparecer las empresas que integran todas las actividades dentro de su estructura y separarse en compañías de generación, transporte, distribución o comercialización. A partir de este momento un determinado territorio no queda bajo el monopolio de una compañía sino que varias pueden prestar sus servicios en un régimen de competencia. La distribución y el transporte, donde físicamente operar de forma competitiva resulta poco viable, quedan fuertemente regulados y bajo la supervisión directa de las autoridades

reguladoras pertinentes.

Para que esta nueva configuración sea eficaz es necesario que se establezca un fluido tráfico de información entre los distintos agentes del sistema, esto lleva a la aparición de dos organismos independientes: el Operador del Mercado (OM) y el Operador del Sistema (OS).

El OM es el encargado de gestionar todo lo relativo a las transacciones de energía que se realizan en el sistema a corto, medio y largo plazo.<sup>1</sup> De los resultados de los distintos mercados surgen los programas de producción de las centrales de generación. Por su parte, el OS es quien debe garantizar el funcionamiento físico del sistema, haciendo posible que los resultados del mercado puedan hacerse viables técnicamente. Ambas funciones eran llevadas a cabo de forma simultánea en la antigua estructura del sector. Para garantizar el funcionamiento físico del sistema y mantener todas las variables del mismo dentro de unos márgenes admisibles en tiempo real, es necesaria la realización del control de tensiones y frecuencia, estos controles se prestan bajo la denominación de “*servicios complementarios*”, gestionados por el OS pero donde pueden participar de distintas formas todos los agentes que dan forma al sistema de potencia [3].

La apertura a la competencia comentada en los párrafos anteriores lleva asociada una creciente complejidad en la gestión y operación de la red. Al aparecer nuevos participantes y cambiar la estructura tradicional se hace patente la necesidad de establecer un gran intercambio de información que permita coordinar, gestionar y supervisar todas las actividades y el cumplimiento de los compromisos asumidos. Este hecho, junto con el gran desarrollo que han tenido en los últimos años las tecnologías de la información y la comunicación, está provocando fuertes cambios en la estructura de los centros de control y en las habilidades requeridas para el personal que trabaja en ellos. Las referencias [4, 5, 6] profundizan en esta realidad.

### 2.2.2. Particularidades de la operación del sistema

La operación del sistema eléctrico tiene como objetivo prioritario el mantenimiento en tiempo real de la seguridad del sistema y, en la medida en que ésta no se vea amenazada, hacerlo de la forma más económica posible. Por seguridad se entiende la capacidad del sistema de mantenerse en un estado admisible (con las variables dentro de sus regiones de funcionamiento) y hacer frente a los cambios que se producen en la demanda y a otros sucesos imprevisibles [7]. Los encargados de la operación deben decidir el uso que dan a los recursos disponibles del sistema en función de las necesidades que existan en cada momento.

---

<sup>1</sup>En la península existe un mercado ibérico de la electricidad (MIBEL), gestionado por OMEL en España y OMIP en Portugal.

Debe tenerse en cuenta que la operación, aunque está relacionada con el tiempo real, forma parte de un proceso temporalmente mucho más amplio, donde caben la *planificación* y la *programación* del sistema. Durante el proceso de planificación es cuando se deben plantear las necesidades del sistema para hacer frente a sus requisitos de funcionamiento, es un proceso que tiene un horizonte temporal en el largo plazo, ya que contempla la construcción de instalaciones costosas y que necesitan de un tiempo relativamente largo para entrar en operación. Durante la programación del sistema es cuando se establecen las unidades de generación que estarán en funcionamiento en un plazo corto/medio, así como las líneas, generadores o demás dispositivos que no estarán operativos por encontrarse en mantenimiento. Todos estos aspectos condicionan al proceso de toma de decisiones en el cual consiste la operación.

Entre las actividades que debe realizar el OS merece destacar las siguientes [8]:

- Hacer una estimación de la demanda que soportará el sistema en un horizonte de corto/medio plazo y garantizar el mantenimiento en tiempo real del necesario balance entre consumo y generación.
- Mantener los flujos de potencia por las líneas y transformadores dentro de los márgenes adecuados de funcionamiento.
- Mantener las magnitudes eléctricas fundamentales, tensión y frecuencia, dentro de los valores prefijados de operación.
- Asegurar un control adecuado de los intercambios de energía contratados tanto dentro del propio sistema como con otros externos a su zona de control.
- Establecer las medidas necesarias para hacer frente a las posibles contingencias que ocurran en el sistema, de forma tal que se minimice la probabilidad de faltas de suministro.
- Evaluar la forma en que se opera el sistema y buscar métodos más eficientes de actuación que lleven a una mejora tanto de la seguridad como de la economía del sistema.

Como ya se ha mencionado con anterioridad, una de las características a destacar del sistema eléctrico es la posibilidad de efectuar de forma separada el control de la frecuencia,  $f$ , del sistema, actuando sobre la potencia activa, y de la tensión en los embarrados,  $V$ , siendo para esto último útil el empleo de los recursos de reactiva presentes en el sistema.

Hay otra característica, relacionada con la anterior, que debe también ser mencionada: mientras que la frecuencia del sistema tiene un carácter global, es decir, prácticamente es la misma en todos los puntos del sistema, la tensión de una barra concreta depende mucho del soporte local de potencia reactiva, perdiéndose esta relación a medida que

nos alejamos de la barra en estudio. Por tanto, el control de tensiones tiene un marcado carácter local, particularidad que debe ser tenida en cuenta en la estructura del control correspondiente.

Una diferencia importante que debe ser también considerada, es la distinta escala temporal en la que se dejan notar las actuaciones realizadas sobre los controles de tensión y de frecuencia. Mientras que en el primer caso, el tiempo de actuación suele ser de unos pocos segundos o inferior, para el caso de la frecuencia, al estar relacionada con la inercia mecánica del sistema, estos controles tardan desde unos cuantos segundos hasta minutos en hacerse notar en el sistema.

En los siguientes apartados se comentarán brevemente las características principales de ambos controles.

### 2.2.3. Control de potencia activa (frecuencia)

Este control aprovecha una característica importante comentada en párrafos anteriores, ésta es la cualidad de que la frecuencia es una señal global del sistema, por tanto su medición en cualquier punto del mismo proporciona una señal apropiada para su empleo en los reguladores encargados del control.

El control está estructurado en dos niveles jerárquicos. A nivel local se encuentra el regulador primario de las centrales cuya misión consiste en variar la producción de potencia activa para estabilizar rápidamente las perturbaciones en la frecuencia motivadas por desequilibrios entre la generación y el consumo. Tras la actuación de este control la frecuencia se estabiliza en un valor distinto al de referencia<sup>2</sup> por lo que es necesario otro nivel de control que se encargue de eliminar este error. Precisamente para esto existe el control secundario o AGC (del inglés, *Automatic Generation Control*). Éste es un control a nivel de área y tiene como objetivo establecer las consignas de generación de los distintos grupos para eliminar el error en estado estacionario de la frecuencia. La escala temporal de actuación del control primario oscila entre los 2 y los 20 segundos, mientras que para el control secundario oscila entre los 20 segundos y los 2 minutos.

Esta estructura de control ha variado poco con la apertura a la competencia de los sistemas eléctricos de potencia. En general, la variación está en la forma en que se selecciona y remunera a los encargados de proporcionar la denominada energía de regulación y de reserva. La referencia [11] detalla los cambios más apreciables en la estructura de este control bajo el nuevo marco regulador.

---

<sup>2</sup>Distinto según el país, en Europa es 50 Hz.

#### 2.2.4. Control de potencia reactiva (tensiones)

El objetivo del control de potencia reactiva es el mantenimiento de las tensiones en los distintos nudos de la red en valores adecuados para el correcto funcionamiento del sistema. A diferencia de lo que ocurre con el control de frecuencia, la tensión de un nudo determinado tiene una fuerte dependencia del soporte local de potencia reactiva, no existiendo en este caso una señal global de control. Esta característica le confiere a este control una complejidad mucho mayor, y las soluciones adoptadas para realizarlo son mucho más heterogéneas que en el caso anterior.

#### 2.2.5. Estados de operación de un sistema eléctrico

La importancia de definir los distintos estados en que puede encontrarse un sistema radica en que de esto depende en gran medida el objetivo hacia el que van encaminadas las actuaciones de los operadores. La definición de estos estados se basa en la clasificación establecida por Dy Liacco en [12] y ampliada posteriormente en las referencias [13, 14]. La descripción general de estos estados y las relaciones entre ellos se muestra en la figura 2.1.

Se dice que el sistema se encuentra en estado *normal* cuando todas sus variables de funcionamiento se encuentran dentro de sus márgenes factibles de operación y la totalidad de la demanda es satisfecha. En este estado pueden darse dos casos diferentes. Uno, al que se denomina estado *seguro*, en el cual además de cumplirse lo anterior se asegura que ninguna de las contingencias contempladas como más factibles producirán la salida del margen fijado de funcionamiento de las variables del sistema. En el caso de que esto pueda ocurrir, se dice que el sistema está en estado de *alerta*. En estado seguro el objetivo del OS es un compromiso entre el establecimiento de un óptimo económico de funcionamiento (mínimas pérdidas, funcionamiento óptimo de los equipos conectados al sistema, etc) y el mantenimiento de un cierto margen de seguridad que garantice que el sistema no sufrirá consecuencias graves en caso de situaciones inesperadas. Las actuaciones encaminadas al establecimiento de este margen se denominan *preventivas*.

Cuando el sistema es capaz de suministrar toda la demanda pero alguna de sus variables fundamentales, frecuencia, tensión en los nudos, flujos de potencia por líneas y transformadores, etc., está fuera de su zona de funcionamiento, se dice que está en estado de *emergencia*. Esta situación debe ser evitada lo antes posible, tanto por motivos de seguridad, al poder llegar a un estado en que no se pueda abastecer toda la demanda, como técnicos, ya que el mantener los equipos durante mucho tiempo funcionando fuera de su rango nominal es contraproducente para los mismos. El objetivo prioritario del OS es, por tanto, el retorno al estado de funcionamiento *seguro*, perdiendo relevancia la economía en el funcionamiento del sistema. Las actuaciones en este caso se denominan

*correctivas.*

El caso más crítico que puede suceder en un sistema de potencia es el dejar parte o la totalidad de la demanda sin abastecer. En este supuesto se dice que el estado del sistema es de *reposición*. Las actuaciones del OS están encaminadas a conseguir el abastecimiento del cien por cien de la demanda con la mayor rapidez posible, conduciendo al sistema bien a un estado seguro o de emergencia. En este caso el OS realizará actuaciones de *reposición* para lograr el objetivo fijado.

Hay que destacar que el hecho de que el sistema se encuentre en estado *seguro* no garantiza totalmente la inexistencia de riesgo de falta de suministro. Aunque tradicionalmente se ha considerado que el sistema transita por estados que van degradándose paulatinamente hasta llegar al estado de *reposición*, hace ya mucho tiempo que se conoce la existencia de fenómenos dinámicos que pueden, en determinadas circunstancias, llevar al sistema a situaciones de falta de suministro, aun cuando inicialmente no había indicios de que esto pudiera ocurrir. Un claro ejemplo de esto serían las situaciones de colapso de tensiones.

La referencia [15] contiene una visión actualizada del concepto de seguridad y de las distintas escalas temporales desde las que afrontar su estudio. Se parte de la premisa de que los cuatro estados definidos tradicionalmente no son suficientes para definir el estado de un sistema regido por complejas normas de mercado. El estudio de la seguridad del sistema se separa en mensual o anual) y largo plazo (más de un año). En el texto se comentan también las herramientas de análisis más adecuadas para cada uno de estos encuadres temporales.

En esta tesis se presta especial atención a estos casos, presentando una metodología para determinar actuaciones que permitan el mantenimiento del sistema dentro del estado *normal*, aun en caso de variaciones inesperadas en la demanda, y que contemplen la aparición de fenómenos como el mencionado anteriormente.

## 2.3. El control de tensiones

El control de tensiones es una actividad cada vez más crítica dentro de la gestión de los sistemas eléctricos. Esto se debe en parte a las condiciones que generan en el sistema las reglas de mercado y la competencia, provocando que existan transacciones de energía entre grandes distancias y que las redes y sus dispositivos asociados sean empleados cada vez más cerca de su límite técnico. A esto hay que sumar la mayor presión por parte de los usuarios del sistema y de los entes reguladores para que la calidad del suministro tenga un nivel cada vez mayor.

Los requisitos exigibles al control de tensiones pueden resumirse en tres puntos:

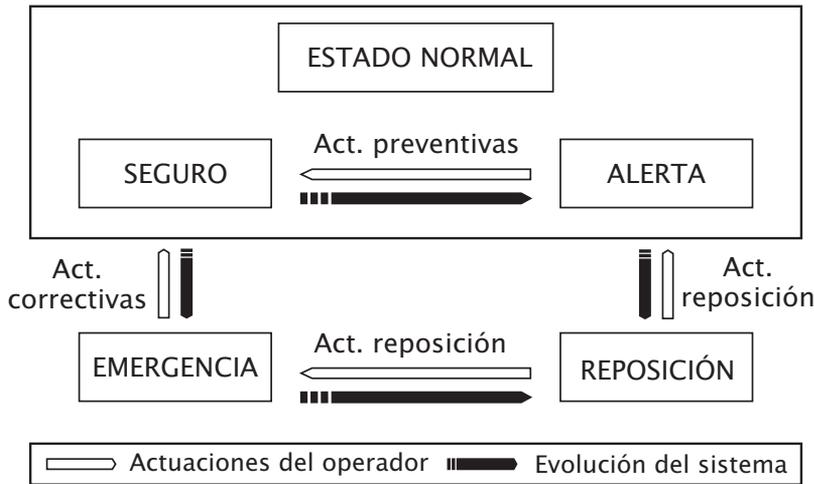


FIGURA 2.1 – Estados de operación del sistema.

- Seguridad: el sistema debe mantener su capacidad de suministrar la demanda aun cuando se producen situaciones inesperadas.
- Calidad de suministro: la tensión en las barras del sistema debe mantenerse dentro de unos márgenes determinados para cumplir con las condiciones técnicas de funcionamiento de la red.
- Economía de operación: las pérdidas del sistema deben ser las mínimas posibles dentro de un marco que tenga en cuenta los dos puntos anteriores.

El mantenimiento de un equilibrio entre estos tres puntos no siempre es fácil, incluso a veces los distintos objetivos son contradictorios, por lo que los encargados de la operación deben alcanzar estados que permitan el correcto mantenimiento de los tres objetivos.

Estos objetivos deben ser mantenidos en un escenario donde las condiciones de carga pueden diferir enormemente de las previstas y donde la posibilidad de contingencias debe ser siempre tenida en cuenta. Por tanto, cualquier solución adoptada al mismo debe ser capaz de proporcionar respuestas a esta situación y tener capacidad de toma de decisiones y ejecución de actuaciones con la suficiente rapidez.

Debido a las características y a la complejidad que atañe a este control su estructura suele separarse geográfica y temporalmente en tres niveles distintos. El motivo de la división geográfica es principalmente la relación espacial que existe entre los controles y las tensiones, tal y como se ha mencionado anteriormente, la capacidad de influencia sobre una tensión determinada disminuye rápidamente a medida que aumenta la distancia eléctrica de la barra que se quiere controlar. Por otra parte, la división temporal se realiza para evitar interacciones entre los distintos controles presentes en el sistema, de esta

forma cada control tiene un margen temporal de actuación que difiere de los controles situados en un nivel jerárquico superior, lo cual evita la aparición de inestabilidades y oscilaciones. A continuación se detallan las características principales de cada uno de estos niveles jerárquicos:

**Control primario** - Los principios del control primario son comunes a todos los sistemas, y consisten en el mantenimiento por parte de los dispositivos de generación o regulación de potencia reactiva de una consigna de tensión en un punto determinado de la red. Es, por tanto, un control a nivel local y su tiempo de actuación se sitúa en un rango que va desde los 100 ms y algunos segundos. Los dispositivos que pueden emplearse en este nivel son:

- Generadores o compensadores síncronos dotados de los denominados *Automatic voltage regulators* (AVR).
- Bancos de bobinas o condensadores con conexión/desconexión automática.
- Transformadores con tomas de regulación automática bajo carga.
- Static var compensators (SVC)

Este nivel es el único<sup>3</sup> que tradicionalmente se realiza de forma automática, limitándose los dispositivos a seguir una consigna determinada de tensión o de potencia reactiva.

**Control secundario** - Este control suele realizarse a nivel de área y tiene como objetivo la coordinación de los recursos que se emplean en el control primario para garantizar la seguridad del sistema y la permanencia del suministro ante las variaciones en la demanda y las posibles contingencias.

Estos objetivos se consiguen modificando las consignas de los controladores primarios. Para evitar que exista un acoplamiento temporal entre los distintos controles que conduzca a oscilaciones indeseadas deben elegirse adecuadamente las constantes de tiempo de los distintos dispositivos, sobre todo de aquellos que por su proximidad eléctrica sean más propensos a sufrir este tipo de fenómenos. El tiempo de respuesta del control secundario se encuentra en un rango que va desde uno a varios minutos, dependiendo de la estrategia de control elegida.

La forma en que se implementa el control secundario difiere notablemente entre los distintos sistemas eléctricos. Existen principalmente dos filosofías para su realización, por un lado la modalidad más extendida consiste en un control *manual* a cargo de los operadores del sistema. Éstos mantienen la supervisión de los parámetros fundamentales de la red y, siguiendo distintos métodos, determinan las

---

<sup>3</sup>con la excepción del sistema francés e italiano, como se comentará más adelante.

actuaciones necesarias para lograr los objetivos del control. Una visión alternativa ha surgido desde hace ya unos cuantos años en algunos sistemas, sobre todo en Europa. Esta visión comprende la automatización de este nivel del control, siguiendo una implementación similar al caso del control de frecuencia con el AGC. Una explicación más detallada de estas dos alternativas se incluye en los siguientes apartados.

**Control terciario** - El control terciario, en caso de existir, constituye el nivel jerárquico más alto. Su ámbito de aplicación es el sistema eléctrico completo y tiene como misión la coordinación de los distintos controladores secundarios para optimizar el funcionamiento económico y técnico del sistema.

Aún no existe ningún caso en que este control se haya implementado de forma automática, aunque esta alternativa está siendo estudiada en algunos países (Francia e Italia). En cualquier caso su tiempo de actuación debe estar en el rango de los 5-15 minutos para evitar interacciones con el control secundario.

En los siguientes apartados se comentarán brevemente las características más importantes de las dos tipologías existentes para la ejecución del control de tensiones, el control manual o a lazo abierto y el control automático. Se incluyen también las peculiaridades de los sistemas donde este último se ha implementado.

### 2.3.1. Control a lazo abierto

El control primario tiene como misión hacer frente a perturbaciones puntuales que afecten a las tensiones del sistema, provocando un aumento o disminución de la generación de potencia reactiva para mantener las tensiones en los nudos de la red en unos valores determinados. Sin embargo, la carga que demanda un sistema eléctrico se encuentra en constante evolución, por tanto, las consignas mencionadas anteriormente deben ser actualizadas permanentemente para garantizar la operación segura y económica del sistema. En el control en lazo abierto esta responsabilidad recae directamente sobre los operadores de los centros de control.

Las actuaciones que realicen los operadores dependerán del estado de la red y del objetivo prioritario que este estado imponga, tal y como se ha comentado en el apartado 2.2.5. El estado del sistema debe estar debidamente monitorizado para permitir al operador conocer la situación en tiempo real y tomar las medidas oportunas. Existen multitud de herramientas para ayudar a los operadores en esta tarea. En general pueden enmarcarse dentro de dos grandes grupos, por un lado técnicas basadas en métodos de optimización matemática, donde se plantean distintos problemas de optimización en función del objetivo que quiera lograrse, y por otra parte, herramientas heurísticas basadas en reglas de operación prefijadas y que contemplan las situaciones problemáticas más

probables del sistema. El Capítulo 4 se dedica al estudio más exhaustivo del primer tipo de herramientas dado que son las que se utilizarán básicamente en el trabajo expuesto en esta tesis.

### 2.3.2. Control automático

El control automático lleva varios años funcionando satisfactoriamente en diversos sistemas eléctricos, sobre todo europeos, caso de Francia, Italia o Bélgica. Sin embargo, sigue siendo aun minoritario y en la mayoría de los países se continúa utilizando el control a lazo abierto.

La configuración de la regulación secundaria de tensiones, SVR en sus siglas inglesas, es similar en todos los sistemas, aunque con ligeras variaciones para adaptarse a las particularidades de cada uno. En todos los casos se basa en dividir la red en zonas de control teóricamente *aisladas* desde el punto de vista del comportamiento de las tensiones. El control se realiza independientemente para cada zona utilizando los recursos de reactiva que haya disponibles dentro de la misma, principalmente las unidades de generación.

Dado que el sistema queda dividido en zonas con un comportamiento homogéneo, basta con seleccionar un nudo en cada una de ellas, denominado *nudo piloto*, que será el que represente el comportamiento en tensiones de todos los nudos de su zona. La SVR se encargará de controlar la tensión de este nudo y mantenerla en un valor de consigna proveniente de un nivel jerárquico superior (control terciario).

En la figura 2.2, extraída de [16], se visualiza el diagrama de bloques del control basado en la configuración empleada en el sistema francés. De forma centralizada para toda la zona existe un regulador que, a partir de la medición de la tensión del nudo piloto y de la consigna de tensión recibida del control terciario,  $V_p^{ref}$ , determina la necesidad de generación de potencia reactiva (N) siguiendo una estrategia proporcional-integral definida por:

$$N = \alpha \int_0^t \frac{V_p^{ref} - V_p}{V_n} dt + \beta \frac{V_p^{ref} - V_p}{V_n}, \quad (2.1)$$

donde  $\alpha$  y  $\beta$  son las ganancias integral y proporcional respectivamente, y  $V_n$  es la tensión nominal del nudo.

Esta necesidad de generación o consumo de potencia reactiva es repartida entre los recursos disponibles en la zona en proporción a su capacidad de generación, de esta forma se evita saturar algunos recursos mientras otros permanecen inutilizados.

A nivel de planta existe un segundo lazo de control encargado de regular la producción de reactiva de cada generador. En función del error que exista entre la referencia recibida del controlador regional ( $N$ ) y la producción medida ( $Q^{gen}$ ) se establece una corrección

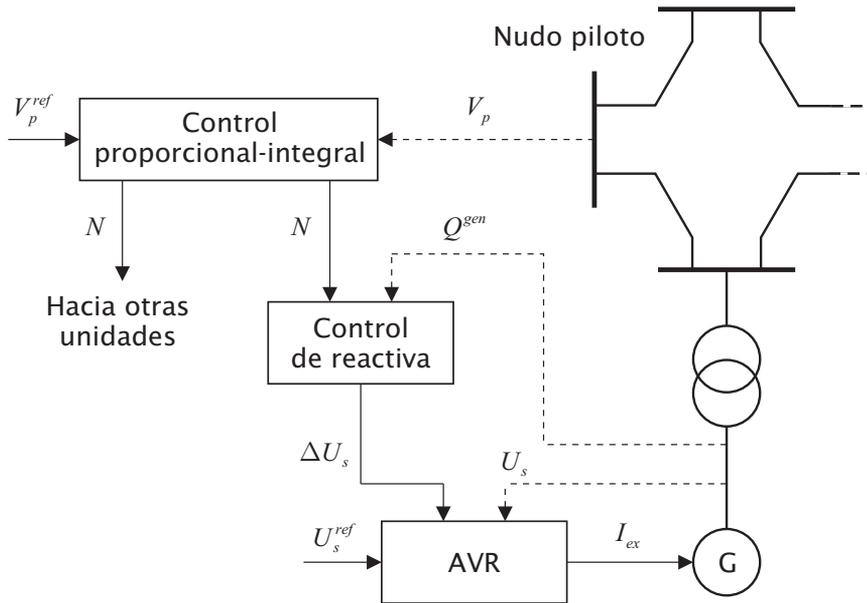


FIGURA 2.2 – Diagrama del control automático de tensiones (SVR).

para la tensión del estator del generador,  $\Delta U_s$ , para de esta forma aumentar o disminuir la reactiva producida. En el último nivel se encuentra el regulador de tensión de la máquina (AVR) que, regulando la intensidad de excitación ( $I_{ex}$ ), tiene como objetivo el mantenimiento de una determinada tensión en el estator de la máquina ( $U_s$ ).

La regulación automática basada en este esquema lleva funcionando en Francia desde 1979 con resultados satisfactorios [17, 18]. Sin embargo, este esquema adolece de algunos inconvenientes, principalmente la inestabilidad causada por el segundo bucle de control y la aparición de interacciones entre las distintas zonas de control cuando aumenta el mallado de la red. Para afrontar estos problemas desde el año 1998 se ha puesto en funcionamiento en la región occidental de Francia una variante del control anterior. Ésta, denominada *Coordinated secondary voltage regulation* [19, 20], difiere de la anterior en que la señal de control se determina para una región que comprende varios nudos piloto, de esta forma la influencia de los recursos de reactiva es tenida en cuenta para todos ellos.

Es de destacar que en el sistema francés sólo los generadores están bajo el control automatizado que se acaba de describir, estando el resto de los recursos de reactiva bajo el control directo de los operadores.

La regulación secundaria implementada en el sistema italiano se basa en los mismos principios que el establecido en el sistema francés. En el caso italiano están bajo el

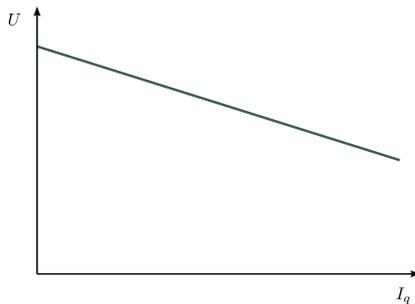


FIGURA 2.3 – Característica en estado estacionario de los AVR para el control secundario implementado en Bélgica.

control automático todos los recursos de reactiva del área de regulación (transformadores con tomas regulables, bancos de condensadores y reactancias y SVC). Más información sobre este sistema puede encontrarse en las referencias [21, 22, 23, 24].

Un caso particular constituye el control de tensiones implementado en Bélgica [25, 26]. En este sistema se suprimió el control secundario, dejando solo el control primario y terciario. Para hacer esto posible es necesario que exista una correcta coordinación entre los controladores primarios de las distintas centrales. Esto se logró armonizando lo que se puede denominar, haciendo una analogía con el control primario de frecuencia, el estatismo reactivo de los AVR.

La característica en estado estacionario de los AVR se puede representar por la siguiente expresión:

$$\Delta U = U_s - X_q \cdot \Delta I_q, \quad (2.2)$$

donde  $U$  es la tensión del estator,  $U_s$  el valor deseado para  $U$ ,  $I_q$  la intensidad reactiva inyectada y  $X_q$  es el estatismo reactivo (Figura 2.3).

Si los distintos controladores primarios están convenientemente sintonizados, la respuesta del sistema será la de aumentar o disminuir la producción de potencia reactiva para afrontar cualquier variación en las condiciones de funcionamiento. En el caso belga esta respuesta es lo suficientemente buena para evitar la implantación de un control secundario que coordine los recursos del sistema.

## 2.4. El control de tensiones en España

En España las funciones de Operador del Sistema le corresponden a la empresa Red Eléctrica de España (REE) quien además de esta función es la gestora y propietaria de la práctica totalidad de las instalaciones de transporte presentes en el sistema eléctrico

peninsular.

Éste está dividido para el control de tensiones en 5 áreas, cada una de ellas con un controlador regional. La totalidad del sistema se coordina y controla desde el centro de control de REE en Madrid (CECOEL). Desde aquí se envían las consignas a los centros de control regionales y las señales de telecomando para los dispositivos controlados por este método (líneas, transformadores y SVC). Los recursos de reactiva bajo control son:

- generadores, unidades de bombeo y compensadores síncronos,
- transformadores reguladores,
- elementos de compensación de reactiva (bancos de condensadores, reactancias, SVC),
- maniobra de líneas.

La forma en que se realiza el control y las relaciones entre los distintos participantes del mismo están reguladas por los denominados Procedimientos de Operación [27], principalmente los P.O. 8.3 y 7.4.

En la provisión del servicio de control de tensiones están obligados a participar generadores y transportistas, las compañías de distribución y los consumidores conectadas a la red de transporte. Una parte de los recursos puestos a disposición son de prestación obligatoria (caso de los generadores de más de 30 MW) y otra proviene de la presentación voluntaria de ofertas para la colaboración con este servicio. Estas ofertas se reciben una vez al año y su aceptación obliga al propietario del recurso a poner el mismo a disposición de los operadores para la prestación del servicio.

El OS establece diariamente las consignas de reactiva que deberán tener los distintos dispositivos para la correcta explotación del sistema, estableciendo correcciones en tiempo real si fuera necesario. El establecimiento del plan diario de operación se basa en los resultados de un OPF que tiene como función objetivo la disminución de las pérdidas de potencia en la red de transporte.

Más información sobre el funcionamiento del control de tensiones en España y propuestas para su mejora puede encontrarse en las referencias [28, 29].

## 2.5. Incidentes relacionados con el control de tensiones

Existen casos bien documentados de problemas acaecidos en sistemas eléctricos de potencia y relacionados con el control de las tensiones. A continuación pasan a mencionarse los eventos recientes de más importancia.

**España, diciembre de 2001** El motivo principal de este incidente fueron las bajas temperaturas que se alcanzaron a finales de 2001, lo que motivo un importante aumento en la demanda del sistema durante la tarde del día 17 de diciembre. Este alto consumo, sumado a la indisponibilidad de recursos hidráulicos y de varias centrales térmicas, llevaron a la aparición de tensiones anormalmente bajas en la zona central y este de la península. El OS no tuvo más remedio que ordenar un deslastre de carga de 500 MW en las mencionadas zonas para evitar la propagación de la perturbación al resto del sistema.

**Noreste de norteamérica, agosto de 2003 [30]** Los hechos comenzaron a las 13.30 del día 14 de agosto con la desconexión de un grupo generador de la central Eastlake en Ohio; poco más tarde una línea de 345 kV sale de servicio por un cortocircuito provocado por el contacto con un árbol. La importancia de la pérdida de esta línea radica en que su desconexión provoca la no convergencia de los estimadores de estado dejando a los operadores del sistema *ciegos* ante los eventos que ocurrieron a continuación. Unas dos horas más tarde de la pérdida de la primera línea, otras tres quedan fuera de servicio también por cortocircuito con árboles. La pérdida de todas estas líneas fue sobrecargando a las restantes que fueron a su vez saliendo de servicio paulatinamente por actuación de las protecciones de sobreintensidad. Varias interconexiones entre los sistemas del noreste norteamericano se pierden, y las conexiones que quedan soportan cada vez más un paso anormalmente alto de potencia. Finalmente, unas 3 horas después de la salida de funcionamiento de la central de Estlake toda la amplia región involucrada en el incidente estaba sin suministro eléctrico.

**Italia, septiembre de 2003 [31]** - El problema se desencadena por la salida de servicio de una línea de 380 kV (Mettlen-Lavorgo) situada en Suiza a causa del contacto con un árbol. Este hecho provoca una sobrecarga en las demás líneas que estaban transportando en ese momento unos 6400 MW hacía el sistema italiano, principalmente en la línea Sils-Soazza. Aunque el operador del sistema suizo ETRANS e italiano GRTN entran en contacto para tomar medidas al respecto, éstas no son lo suficientemente rápidas y al final se produce la salida de servicio de la segunda línea. Una vez alcanzado este punto, todas las líneas de interconexión entre Suiza y el norte de Italia se desconectan por actuación de las protecciones de sobreintensidad. El sistema italiano pierde la conexión con el sistema UCTE y queda funcionando en isla. A pesar de que se toman medidas urgentes como el deslastre de cargas y que los controladores primarios de frecuencia funcionaron correctamente, las bajas tensiones provocadas por la desconexión con Suiza desembocaron en la aparición de un colapso de tensiones que se propagó a todo el sistema italiano.

## 2.6. Resumen del capítulo

En el presente capítulo se ha hecho una reseña de los conceptos básicos sobre los que se fundamenta y trata el trabajo de la presente tesis. Se empieza dando una visión general sobre la operación del sistema eléctrico, su evolución histórica y las características principales a tener en cuenta para abarcar su estudio.

A continuación se detallan las dos actividades de control en que se suele separar la operación del sistema, éstas son el control de potencia activa/frecuencia y el control de tensiones, explicando brevemente la justificación de esta división.

Para comprender la tarea que deben acometer los operadores del sistema es necesario conocer los estados en que éste puede encontrarse, ya que de ellos depende el objetivo y las técnicas y herramientas que se emplean para su control.

En el Apartado 2.3 se da una explicación más detallada del control de tensiones, su estructura, y las técnicas existentes para realizarlo. Se detalla la estructura jerárquica en tres niveles de control y se comentan las dos soluciones que existen hoy en día para afrontar el control, a lazo abierto o de forma automática. En el siguiente apartado se describen las características principales del control de tensiones implementado en el sistema español.

Por último, se comentan brevemente algunos de los incidentes ocurridos recientemente y de gran repercusión, relacionados con este control y con fenómenos físicos de estabilidad de tensiones, objeto del próximo Capítulo.

# Capítulo 3

## Estabilidad de tensiones

### 3.1. Introducción

Como se ha visto en el capítulo precedente, uno de los principales objetivos de la operación del sistema eléctrico es el mantenimiento de un nivel de seguridad que garantice el suministro a las cargas conectadas en cualquier momento. Además, la energía que llega a todos los puntos del sistema debe cumplir con unos requisitos mínimos para que sea adecuada a las características de los equipos conectados, entre estas características destaca la magnitud de la tensión.

Precisamente por esta importancia y, dado que forma el núcleo temático sobre el que se trabaja en esta tesis, este capítulo se dedica al estudio de la estabilidad de tensiones. Se empieza definiendo el concepto de estabilidad, visto desde la perspectiva de los sistemas eléctricos de potencia, los distintos modos de estabilidad y las características de los mismos. A continuación se describe el modelo matemático empleado para representar el comportamiento del sistema. Basándonos en la teoría de bifurcaciones se explicarán los fenómenos y situaciones que llevan a la inestabilidad de tensiones cuando la carga del sistema evoluciona en un determinado sentido.

La teoría de bifurcaciones determina los puntos críticos del sistema, a partir de los cuales no se encuentran zonas estables de funcionamiento. Las técnicas de continuación se emplean para conocer la trayectoria que sigue el sistema cuando varían ciertos parámetros y los límites que se alcanzan en el camino. El conocimiento de estos datos permite determinar la máxima carga que un sistema puede soportar cuando evoluciona en un determinado sentido.

A continuación se definen los distintos márgenes de carga que se emplean para demarcar las regiones de funcionamiento del sistema. El efecto de la compensación de reactiva

y los transformadores regulables sobre la forma en que evoluciona el sistema se estudia en el siguiente apartado.

Al final del capítulo se detallan los índices existentes en la literatura que dan una idea de la cercanía del sistema al punto de colapso de tensiones. Para terminar se incluye una revisión de las principales técnicas propuestas para mejorar el valor de dichos índices.

### 3.2. Concepto de estabilidad de tensiones

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia puede definirse como la capacidad del mismo para mantenerse en un punto de funcionamiento de equilibrio y de alcanzar otro tras ser sometido a una perturbación [32, 33].

En general, la estabilidad del sistema se manifiesta en dos fenómenos físicos diferenciados. Por una parte, los generadores síncronos conectados al sistema deben funcionar a la misma velocidad, es decir, la diferencia entre los ángulos eléctricos de las tensiones generadas en ellos debe mantenerse constante. Si tras la ocurrencia de una falta esto no ocurre es un caso de inestabilidad de ángulo, que desemboca en la aceleración descontrolada de algunas máquinas del sistema y el frenado de otras cuando sucede este fenómeno. Por otro lado, el sistema debe ser capaz de alimentar a las cargas con unos valores de tensión adecuados; si debido a alguna perturbación en el sistema las tensiones sufren una caída descontrolada se habla de un caso de inestabilidad o colapso de tensiones. A pesar de esta distinción, ambos tipos de inestabilidades están relacionadas y generalmente aparecen conjuntamente en cualquier tipo de inestabilidad aunque predomine un tipo sobre el otro.

En función de la perturbación que provoca la inestabilidad se habla de:

**Estabilidad de pequeña perturbación.** En este caso para el estudio del sistema basta con la linealización de las ecuaciones diferenciales que lo describen. Pequeñas perturbaciones son las variaciones de la demanda o la generación que se producen durante el funcionamiento diario del sistema.

**Estabilidad de gran perturbación.** Para su análisis no es posible linealizar las ecuaciones diferenciales que describen el sistema, dado que el nuevo punto de funcionamiento estaría muy alejado del original. A este caso pertenecen los cortocircuitos y la pérdida de generadores, líneas o cargas.

Otra forma de clasificar la estabilidad del sistema de potencia se basa en las dinámicas involucradas en el proceso, así se puede diferenciar entre:

**Estabilidad de corto plazo.** Las dinámicas dominantes en este caso son las de los controladores primarios de los generadores.

**Estabilidad de largo plazo.** Influyen las dinámicas de las fuentes de energía primaria de los generadores y los sistemas de regulación secundaria de frecuencia o tensión.

El trabajo que se realiza en esta tesis se centra fundamentalmente en la estabilidad de tensiones de pequeña perturbación, ya que se basa en el estudio de la evolución del sistema ante cambios suaves en la demanda y en la generación, por el mismo motivo puede afirmarse que se trata de un estudio de estabilidad de largo plazo o *estática*. En realidad, el fenómeno de la inestabilidad de tensiones es siempre un fenómeno dinámico aunque en determinados casos puedan emplearse herramientas estáticas para su estudio [34].

### 3.3. Modelo de la demanda

Las potencias activa y reactiva consumida en un sistema dependen básicamente de tres factores: el número de equipos conectados a la red, la tensión a la que se realiza el consumo y, por último, la frecuencia de la onda de tensión, éste último de especial importancia en el caso de motores de inducción. Sin embargo, dado que los fenómenos que se estudian en esta tesis están relacionados con la estabilidad de tensiones, siendo éste un fenómeno con una dinámica mucho más rápida que la estabilidad de frecuencia, se puede suponer que la frecuencia no varía y, por tanto, su influencia puede ser despreciada.

Un modelo muy usual para representar la dependencia de las potencias consumidas con la tensión es el exponencial, en el cual se cumple:

$$P = zP_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^\alpha, \quad (3.1)$$

$$Q = zQ_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^\beta, \quad (3.2)$$

donde el parámetro  $z$  representa el nivel de demanda, algo así como la cantidad de equipos conectados al sistema, la tensión  $V_0$  es la tensión nominal de consumo,  $V$  la tensión real, y  $\alpha$  y  $\beta$  dos parámetros que diferencian el tipo de respuesta de las cargas ante la tensión. Algunos valores típicos son:

- $\alpha = \beta = 0$ : este tipo de cargas se denominan de potencia constante, ya que la tensión no influye en su valor.
- $\alpha = \beta = 1$ : cargas de intensidad constante.

- $\alpha = \beta = 2$ : cargas de impedancia constante.

En general cada tipo de dispositivo responde de un modo diferente a las variaciones de tensión de la red [35], sin embargo, normalmente existe un tipo de carga dominante que permitirá modelar todo el sistema con su misma característica. En este trabajo se empleará el modelo de potencia constante por dos motivos: por una parte por ser el caso más conservador, ya que al disminuir la tensión de consumo (lo cual suele ser la tendencia al incrementarse el nivel de carga del sistema) las potencias consumidas se mantienen en sus valores iniciales, en vez de reducirse ayudando al mantenimiento del equilibrio del sistema. Por otra parte, debido a la complejidad que introduce el modelado exponencial de las cargas en la resolución de los problemas de optimización, ya de por sí complejos dado el alto número de variables y ecuaciones y a la no linealidad de éstas en los sistemas de potencia.

### 3.4. Modelo del sistema eléctrico

Las ecuaciones que modelan el comportamiento del sistema, a efectos de los estudios que se realizarán en esta tesis, son las ecuaciones que modelan el flujo de cargas:

$$g(x, u) = g(V, \theta, P_G, Q_G, P_L, Q_L, t, B_{sh}) = 0, \quad (3.3)$$

donde  $g : \mathbb{R}^{(n+m)} \rightarrow \mathbb{R}^{2N}$  representa un conjunto de ecuaciones no lineales,  $N$  es el número de barras del sistema,  $x$  es el vector de variables dependientes y  $u$  es el vector de variables de control. Éstos vienen definidos de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= [V_l, \theta_{N-s}, K_g, Q_{G_g}], \\ \mathbf{u} &= [V_g, P_G^0, L_l^{(0)}, \lambda, B_{sh}, t]. \end{aligned}$$

Normalmente las variables dependientes de un sistema son las tensiones de los nudos de carga,  $V_l$ , los ángulos de todos los nudos menos el slack,  $\theta_{N-s}$ , la generación de potencia activa de la barra slack,  $P_{G_s}$ , y la generación de reactiva de los nudos de generación,  $Q_G$ . Por su parte, las variables de control son las magnitudes de la tensión en las barras de generación,  $V_g$ , las potencias generadas,  $P_G$ , las potencias activas y reactivas consumidas,  $P_L$  y  $Q_L$ , las baterías de condensadores o reactancias,  $B_{sh}$ , y las tomas regulables de los transformadores,  $t$ .

Las variables de control activas para cada nudo eléctrico permite clasificar éstos en dos tipos diferentes:

- Nudos PV aquéllos que tienen especificada la potencia activa y la magnitud de la tensión, son nudos de generación donde el regulador de tensiones está funcionando dentro de sus límites de potencia reactiva.
- Nudos PQ aquéllos donde está especificada la potencia activa y reactiva, son nudos de carga o de generación donde el regulador de tensiones ha llegado a un límite de potencia reactiva.

Teniendo en cuenta que el modelo de cargas empleado será el de potencia constante, el nivel de carga del sistema puede representarse por un parámetro de carga  $\lambda \in \mathbb{R}$  cuyo significado es el aumento en la demanda del sistema a partir de un valor inicial. La carga de cada nudo se representará de forma compacta usando el parámetro  $L$ , siendo éste el valor de la potencia aparente:

$$L_l \equiv S_l = \sqrt{P_{L_l}^2 + Q_{L_l}^2}.$$

Según lo anterior, el nivel de demanda en cada barra queda representado por:

$$L_l(\lambda) = L_l^{(0)} + \lambda \cdot \Delta L_l. \quad (3.4)$$

De esta forma, conocido el parámetro  $\lambda$  quedan determinados los valores de  $P_L$  y  $Q_L$  en todos los nudos.

El vector  $\Delta L_l$  describe la dirección de incremento de demanda en cada nudo del sistema. La determinación de estas direcciones puede hacerse de diversas formas: dos posibilidades bastante empleadas son tomar los resultados del mercado eléctrico o usar las previsiones de demanda que realiza el OS. En estudios de estabilidad es muy frecuente suponer que la carga en los nudos evoluciona siguiendo el mismo patrón de carga que existe en el momento inicial, en tal caso se cumple que  $\Delta L_l = L_l^{(0)}$ . Esta definición, sin embargo, tiene como inconveniente que las barras con consumo inicial nulo seguirán siempre con ese estado, lo cual puede alejarse de la realidad. Si se supone que la demanda evoluciona con factor de potencia constante, y definido  $\Delta L_l$ , a cada valor de  $\lambda$  le corresponde un valor de  $P_{L_l}$  y  $Q_{L_l}$ :

$$P_{L_l} = \left( L_l^{(0)} + \lambda \cdot \Delta L_l \right) \cos \varphi_i, \quad (3.5)$$

$$Q_{L_l} = \left( L_l^{(0)} + \lambda \cdot \Delta L_l \right) \sin \varphi_i. \quad (3.6)$$

De la misma manera es necesario modelar el incremento en la generación de potencia activa del sistema. Para esto se emplea la siguiente expresión:

$$P_{G_g} = P_G^0 + K_g \cdot \Delta P_{G_g},$$

donde  $K_g \in \mathbb{R}$  es un parámetro similar a  $\lambda$  aunque normalmente será ligeramente superior a éste al contemplar las pérdidas de potencia activa de la red. Este modelo contempla de manera implícita la asunción de un slack distribuido que distribuye las pérdidas de potencia entre todos los generadores del sistema.  $K_g$  es una variable dependiente y como tal forma parte del vector  $\mathbf{x}$ . Por su parte,  $P_G^0$  es la consigna inicial de generación de cada unidad. Al igual que ocurre con las cargas, para las cuales existe una dirección de incremento, debe definirse tal dirección para la generación de potencia activa ( $\Delta P_{G_g}$ ) de cada unidad. Esta dirección puede provenir bien del resultado de un mercado eléctrico o bien por un despacho económico, en función de las características particulares de cada sistema.

El parámetro de carga,  $\lambda$ , al ser el parámetro empleado para estudiar la evolución del sistema cuando se producen cambios sobre él, suele separarse del vector  $\mathbf{u}$ . Teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores las ecuaciones del sistema pueden escribirse de forma compacta como  $g(x, \lambda, u)$ . Para cada barra del sistema, tales ecuaciones tienen las siguientes expresiones:

$$P_{G_i}^0 + K_g \cdot \Delta P_{G_i} - (L_i^0 + \lambda \cdot \Delta L_i) \cos \varphi_i = V_i \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}), \quad (3.7)$$

$$Q_{G_i} - (L_i^0 + \lambda \cdot \Delta L_i) \sin \varphi_i = V_i \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}), \quad (3.8)$$

donde  $G$  y  $B$  son respectivamente la parte real e imaginaria de la matriz de admitancias de la red,  $\mathcal{Y}$ , en la cual se tienen en cuenta los efectos de las admitancias paralelo ( $B_{sh}$ ) y las tomas regulables de los transformadores ( $t$ ).

### 3.5. Bifurcaciones

Como se ha mencionado anteriormente, las ecuaciones que describen el comportamiento del sistema de potencia, a los fines del trabajo desarrollado en esta tesis, son las ecuaciones del flujo de carga. Éstas forman un conjunto de ecuaciones fuertemente no lineales que presentan cambios en su estabilidad cuando ciertos parámetros varían. La teoría de bifurcaciones se emplea para el estudio de estos cambios en la estabilidad [34, 36, 37, 38].

El objetivo principal es el estudio del cambio que se produce en la estabilidad de los puntos de equilibrio cuando determinados parámetros, denominados *parámetros de bifurcación*, varían lentamente. Los puntos en los cuales la estabilidad del sistema cambia de estable a inestable se conocen como *puntos de bifurcación*.

En el caso de los sistemas eléctricos de potencia el parámetro de bifurcación más interesante es el nivel de carga del sistema ( $\lambda$ ), ya que la variación del mismo es lo que

lleva al sistema a puntos de funcionamiento próximos a la inestabilidad<sup>1</sup>. Existen distintos tipos de puntos de bifurcación, pero los más relacionados con el fenómeno del colapso de tensiones son las conocidas como bifurcaciones silla-nodo y límite. A continuación se describen las características de estos tipos de bifurcaciones.

### 3.5.1. Bifurcación silla-nodo (SNB)

Las características principales de este tipo de bifurcaciones (SNB, siglas provenientes de la terminología inglesa: *saddle-node bifurcation*) se resumen en [36, 39]:

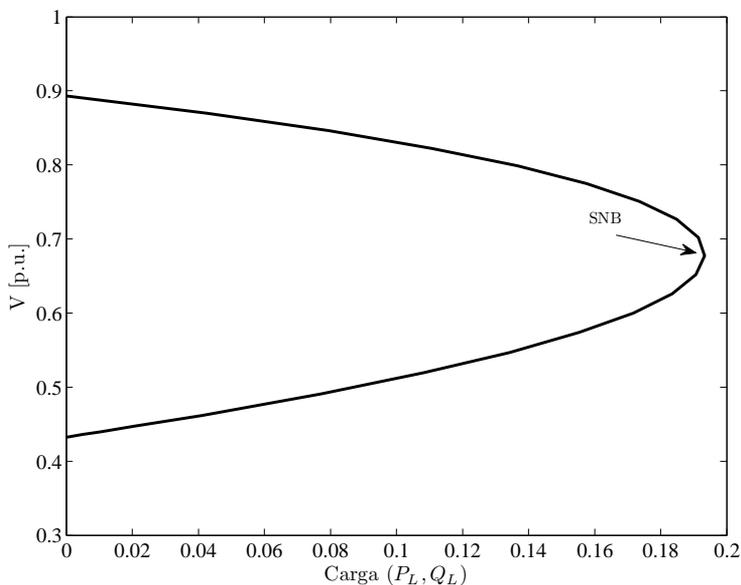


FIGURA 3.1 – Bifurcación silla-nodo representada en una curva PV.

- En una SNB se unen dos ramas de funcionamiento del sistema, una estable y otra inestable.
- La sensibilidad con respecto al parámetro de bifurcación de las variables de estado del sistema es infinita.

<sup>1</sup>Dentro del campo de estudio de la estabilidad de pequeña perturbación. Las contingencias también pueden llevar al sistema a puntos de bifurcación, pero esto entraría dentro del campo de la estabilidad de gran perturbación.

- En el punto de bifurcación la matriz característica del sistema presenta un autovalor único con valor nulo. Esta característica permite modelar matemáticamente la condición para la ocurrencia de este tipo de bifurcación:

$$\begin{aligned} g(x_c, \lambda_c, u) &= 0, \\ D_x g(x, \lambda, u)|_c \cdot \hat{v} &= 0, \\ \|\hat{v}\| &= 1, \end{aligned} \tag{3.9}$$

donde el subíndice  $c$  representa el punto de la bifurcación y  $v$  es el autovector derecho de la matriz característica del sistema.

- La dinámica del colapso en las cercanías del punto de bifurcación se caracteriza por un cambio lento en las variables del sistema a medida que el parámetro de bifurcación lo conduce de un punto de equilibrio a otro. La velocidad de cambio de las variables va aumentando hasta desembocar en el colapso, donde las tensiones sufren una súbita disminución.

Es muy usual que el parámetro de bifurcación sea el nivel de carga al que está sometido el sistema. En tal caso, una herramienta muy útil para mejorar la comprensión de los fenómenos de bifurcación son las curvas tensión-carga (curvas PV). En ellas se representa la evolución de la tensión en uno o varios nudos eléctricos del sistema a medida que aumenta la carga. Estas curvas pueden obtenerse por distintos métodos como se verá más adelante. Su principal característica es que la curva correspondiente al nudo crítico tiene un comportamiento como el mostrado en la figura 3.1, en donde dos zonas de funcionamiento, una estable y otra inestable, convergen en el punto de colapso.

### 3.5.2. Bifurcación inducida por un límite del sistema (LIB)

Este tipo de bifurcaciones (LIB, del inglés *limit-induced bifurcations*) ocurren cuando se tienen en cuenta los límites de los dispositivos de control presentes en el sistema, típicamente los límites de reactiva de los generadores [40, 41, 42, 43]. Cuando un límite es alcanzado se produce un cambio en la estructura matemática del sistema, variando el conjunto de ecuaciones y variables del problema. El sistema, que evolucionaba según la trayectoria fijada por un conjunto de ecuaciones, pasa a seguir una trayectoria distinta.

El sistema de excitación de un generador está limitado por las restricciones que impone la curva de capacidad del generador síncrono. En general, teniendo en cuenta estas restricciones, se puede encontrar en dos estados diferentes, controlando la tensión en bornas de la máquina, o bien la potencia reactiva generada por la misma (cuando se alcanza el límite máximo en la corriente de excitación). Estos dos estados pueden representarse como dos funciones de igualdad:

$$\begin{aligned} \text{Control de la tensión:} & \quad \psi_V(x, u, \lambda) = 0 \\ \text{Control de la potencia reactiva:} & \quad \psi_Q(x, u, \lambda) = 0. \end{aligned}$$

En cualquier punto de funcionamiento, cada generador estará funcionando bajo uno de los tipos de control definidos anteriormente, y por tanto, al menos una de las restricciones anteriores estará activa en las ecuaciones del flujo de carga.

A medida que la carga del sistema aumenta, la tendencia es a que los generadores alcancen el límite máximo de corriente de excitación, pasando de cumplir con la restricción  $\psi_V(x, u, \lambda) = 0$ , al cumplimiento de la restricción  $\psi_Q(x, u, \lambda) = 0$ . Aunque este límite represente un cambio en las ecuaciones y variables que definen el sistema, el funcionamiento del mismo sigue siendo estable ya que el sistema puede seguir evolucionando hasta alcanzar el límite SNB (fig. 3.2.a.). La diferencia es que el área de funcionamiento del sistema será más restringida, al contar con una variable de control menos (la correspondiente a la tensión del generador en límite).

Un caso particular ocurre cuando tras la intersección de las curvas que representan ambos controles, el sistema evoluciona por la rama inestable de la curva PV. En esta situación, además de hablarse de un cambio en la estructura matemática del problema, se puede hablar de una bifurcación del sistema, ya que se produce un cambio brusco en la estabilidad del mismo. Este tipo de bifurcaciones son las previamente denominadas LIB. Gráficamente pueden visualizarse en la figura 3.2.b.

Una curva típica de una bifurcación LIB en un sistema real puede observarse en la figura 3.3.

En general, los puntos donde se produce la llegada a límite de los generadores pueden obtenerse de la solución del problema:

$$\begin{aligned} g(x_c, \lambda_c, u) &= 0, \\ g^*(x_c, \lambda_c, u) &= 0, \end{aligned} \tag{3.10}$$

donde  $g$  representa las ecuaciones del sistema sin límites y  $g^*$  son las ecuaciones del sistema modificado por la llegada a límite de algún dispositivo de control.

Es interesante notar el comportamiento de las sensibilidades del sistema cuando se producen estos límites. Cuando el cambio en el sistema lleva un comportamiento *estable*, las sensibilidades de las variables respecto a la carga del sistema cambian bruscamente de valor pero manteniendo el signo. Por el contrario, los cambios *inestables* producen una variación brusca de las sensibilidades que incluye siempre un cambio de signo de las mismas [34]. En ninguno de los dos casos se produce una singularidad en el jacobiano, a diferencia de lo que ocurre en las bifurcaciones SNB.

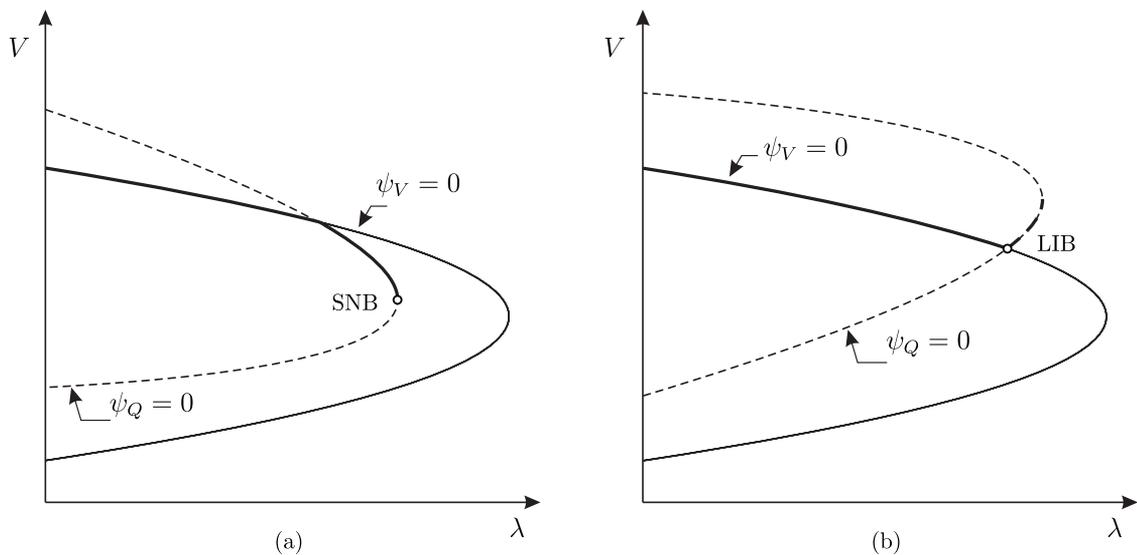


FIGURA 3.2 – Efectos de los límites en los sistemas de excitación de los generadores: (a) cambio *estable*. (b) cambio *inestable* o bifurcación LIB.

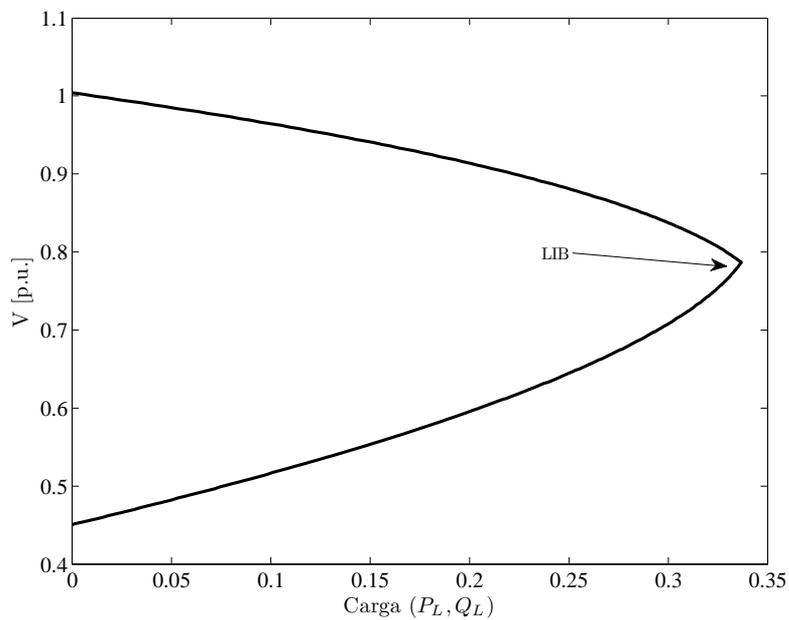


FIGURA 3.3 – Bifurcación límite representada en una curva PV.

### 3.6. Modelo de contingencias

Una contingencia es un fallo en algún dispositivo del sistema (línea o transformador, generador, condensador, etc). El fallo de un solo dispositivo se denomina caso N-1 y es el caso que normalmente debe contemplarse para poder garantizar que el sistema es seguro durante la operación. En determinados casos puede ser conveniente el análisis del caso N-2, sobre todo cuando se sabe de antemano, por la configuración del sistema u otros factores, que existe cierta probabilidad de que fallen dos dispositivos de forma simultanea.

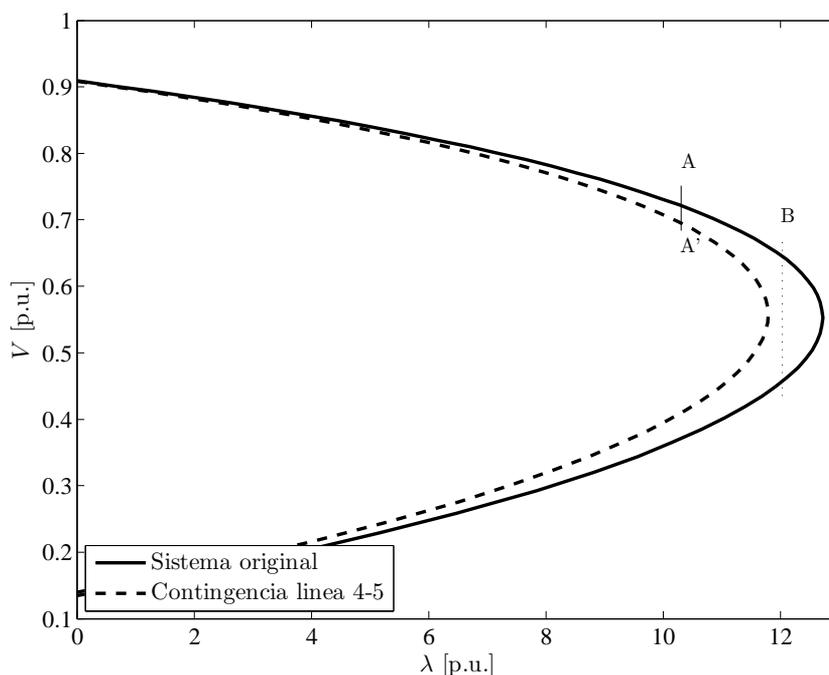


FIGURA 3.4 – Efecto de una contingencia (N-1) causada por la apertura de una línea en un SEP.

La figura 3.4 muestra el efecto que una contingencia N-1 tiene sobre un sistema de potencia. Como puede comprobarse, la falta de un componente del sistema se traduce en una disminución de la carga máxima que éste puede suministrar. La gravedad de cada contingencia puede evaluarse en función de esta disminución, o en la aparición de tensiones excesivamente bajas en determinados nudos, en general en el número y gravedad de límites que se infligen tras la ocurrencia del fallo.

Un caso extremo ocurre cuando tras la aparición de la contingencia no existe ningún punto de funcionamiento factible, dado que no se cumplen las ecuaciones del flujo de

cargas. Si el punto de funcionamiento original es el punto  $A$  y se produce la contingencia mostrada en la figura 3.4, el sistema pasará a trabajar en el punto  $A'$  donde eventualmente podrían violarse ciertos límites, por ejemplo de tensiones mínimas o corrientes máximas en líneas, sin embargo, el sistema sigue siendo capaz de suministrar toda la demanda. Si el punto original de funcionamiento es el punto  $B$ , tras la aparición de la contingencia no existe un nuevo punto de funcionamiento para el sistema con ese nivel de carga. En este caso se hace necesario la aplicación de medidas drásticas como son el deslastre de carga y el redespacho de potencia activa, medidas que devuelven la factibilidad a las ecuaciones del flujo de cargas.

Un importante problema a la hora de evaluar la seguridad del sistema ante contingencias es la selección de las que sean más probables y realmente provoquen problemas en la operación, problema causado por el elevado número de dispositivos presentes en cualquier red real. La posibilidad de evaluar en detalle todos los posibles fallos que pueden producirse en el equipamiento llevaría una ingente cantidad de tiempo y de trabajo, incluso utilizando los sistemas informáticos más modernos.

En muchos sistemas se confía en la experiencia de los operadores para seleccionar las contingencias más problemáticas. Sin embargo, existen ciertas técnicas que permiten hacer una selección eficiente de los casos más interesantes, éstas pueden ser clasificadas dentro de dos grandes grupos. El método de *ranking* consiste en clasificar las contingencias según un índice de severidad. La repercusión de una contingencia se determina en función de la magnitud de las sobrecargas que provoca (problema activo) [44] o la magnitud de las violaciones de tensión en los nudos (problema reactivo) [45].

El método de *screening* consiste en realizar un flujo de cargas para cada una de las contingencias posibles. Dado lo largo y laborioso de este procedimiento normalmente se emplea un modelo de flujo de cargas desacoplado rápido del cual se realizan solo las primeras iteraciones, para analizar posteriormente con mas detalle aquellas contingencias cuyos resultados evidencian mayores posibilidades de producir conflictos.

Una vez determinadas las contingencias mas peligrosas deben adoptarse las medidas necesarias para garantizar que el sistema continuará funcionando correctamente tras la ocurrencia de cualquier situación N-1. El OS aprueba un plan de explotación del sistema que garantiza esta situación, sin embargo, durante la explotación en tiempo real pueden aparecer situaciones que se alejen de las previsiones efectuadas con anterioridad, haciendo necesario replantear el plan de explotación y recalcular las actuaciones para continuar en un estado seguro.

## 3.7. Cálculo de los márgenes de cargabilidad

Tanto para la planificación como para la operación del sistema es necesario conocer, a partir de predicciones de la evolución de la demanda y la generación, los puntos singulares o de bifurcación que se pueden producir. Para este tipo de estudios existen dos tipos de técnicas basadas en herramientas matemáticas distintas. Los métodos de continuación permiten determinar las curvas de bifurcación, especialmente las trayectorias PV, utilizando un método iterativo. La ventaja de este tipo de técnicas está en el conocimiento que proporcionan de toda la trayectoria de evolución del sistema a medida que cambia el parámetro de bifurcación, permitiendo detectar todos los límites intermedios. Las técnicas directas, por otra parte, se basan en métodos de optimización. Su principal desventaja radica en el hecho de que solo permiten conocer un límite a la vez, ese límite puede ser el punto de colapso u otros límites presentes en la evolución del sistema. En este caso sería necesario ejecutarlas varias veces hasta llegar a una bifurcación inestable. A continuación se describen brevemente ambas técnicas.

### 3.7.1. Métodos de continuación

Para determinar las curvas de bifurcación PV mostradas con anterioridad se han desarrollado los denominados métodos de continuación [46, 47, 48, 49, 50]. Básicamente consisten en ir variando un parámetro del sistema, normalmente el parámetro de carga ( $\lambda$ ) y determinar para cada punto de equilibrio el valor de las variables.

De forma genérica, las técnicas de continuación se componen de un paso predictor y un paso corrector. Con el primero se *avanza* en la dirección marcada por el vector tangente en una longitud calculada convenientemente.

En un punto de equilibrio  $i$  se cumple que:

$$g(x_i, \lambda_i) = 0 \rightarrow D_x g|_i dx + D_\lambda g|_i d\lambda = 0 \rightarrow \frac{dx}{d\lambda} = -D_x g|_i^{-1} D_\lambda g|_i. \quad (3.11)$$

El vector tangente (figura 3.5) en el punto  $i$  se define según la expresión anterior:

$$t_i = \left. \frac{dx}{d\lambda} \right|_i = -D_x g|_i^{-1} D_\lambda g|_i \approx \frac{\Delta x_i}{\Delta \lambda_i}. \quad (3.12)$$

La longitud del paso se controla por medio de un parámetro  $k$  de forma tal que se evite un avance demasiado rápido cuando el módulo de  $t_i$  es grande, lo cual podría conducir a inestabilidad en el proceso iterativo.

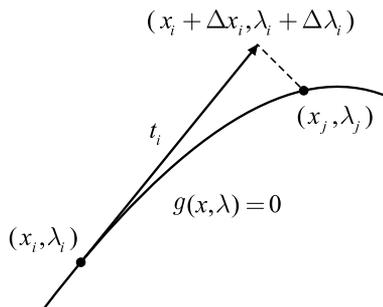


FIGURA 3.5 – Vector tangente usado en el método de continuación.

$$\Delta \lambda_i = \frac{k}{\|t_i\|} \quad \Delta x_i = \frac{k t_i}{\|t_i\|}. \quad (3.13)$$

Tras este paso se obtiene un punto de funcionamiento que no está sobre la curva definida por las ecuaciones del sistema, sino próximo a ella. Para volver a un punto de equilibrio factible se ejecuta el paso corrector.

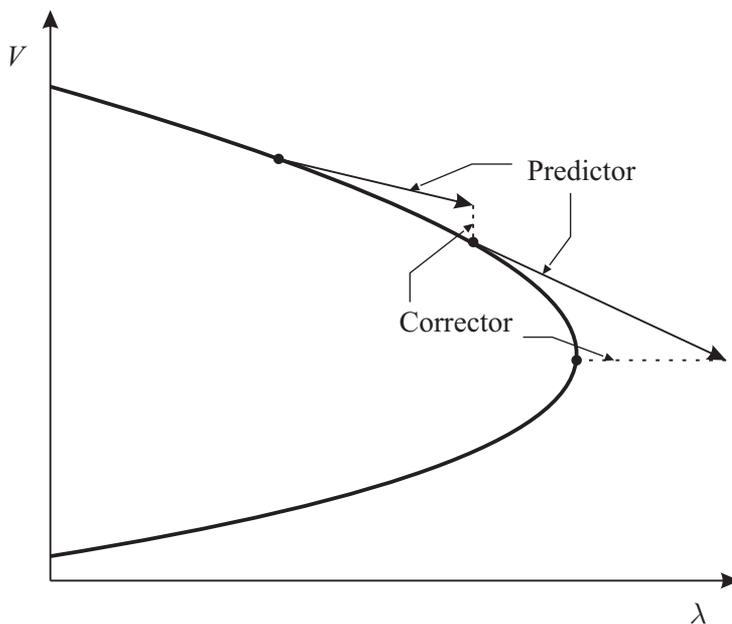


FIGURA 3.6 – Método de continuación para determinar la evolución del sistema.

Este paso consiste en resolver el siguiente sistema no lineal de ecuaciones:

$$g(x, \lambda) = 0, \quad (3.14)$$

$$\psi(x, \lambda) = 0. \quad (3.15)$$

El cumplimiento de la ecuación (3.14) garantiza que la solución estará sobre la curva de bifurcación. La ecuación (3.15) puede tener diversas expresiones en función del método corrector que se emplee. Existen dos posibilidades, la intersección *perpendicular*, basada en una búsqueda del nuevo punto de funcionamiento  $(x_i, \lambda_i)$  moviéndose perpendicularmente al vector tangente, en este caso la expresión a emplear es:

$$\psi(x, \lambda) = \begin{bmatrix} \Delta x_i & \Delta \lambda_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_j - (x_i + \Delta x_i) \\ \lambda_j - (\lambda_i + \Delta \lambda_i) \end{bmatrix}. \quad (3.16)$$

Por su parte, la *parametrización local* consiste en fijar el valor bien del parámetro de bifurcación,  $\lambda$ , o bien de la variable  $x_i$ . En tal caso, la función  $\psi$  tendrá alguna de las siguientes expresiones:

$$\psi(x, \lambda) = \lambda_j - (\lambda_i + \Delta \lambda_i) \quad (3.17)$$

cuando se fija el valor de la variable  $x_i$ , o

$$\psi(x, \lambda) = x_j - (x_i + \Delta x_i) \quad (3.18)$$

cuando el valor fijado es el del parámetro de bifurcación.

La diferencia entre estos dos casos puede verse gráficamente en la figura 3.6.

### 3.7.2. Métodos directos

Como se menciona en la introducción de la sección, estos métodos se basan en la solución de un problema de optimización para obtener los límites del sistema. El problema de optimización a resolver puede formularse de la siguiente forma [51]:

$$\begin{aligned} \max \quad & \lambda \\ \text{s.a} \quad & \\ & g(x, u, \lambda) = 0 \\ & x_{min} \leq x \leq x_{max}. \end{aligned} \quad (3.19)$$

Uno de los inconvenientes del empleo de estas técnicas son los problemas de convergencia que produce la no linealidad del problema de optimización, esto hace que sea necesario emplear determinadas técnicas para mejorar la convergencia. En el Capítulo 4 se describen en mayor amplitud las técnicas de optimización más adecuadas junto con otras posibles aplicaciones de los problemas de optimización para determinar actuaciones que ayuden a la operación del sistema.

### 3.8. Márgenes de funcionamiento de un sistema

Los márgenes de funcionamiento de un sistema vienen definidos por los límites físicos y de seguridad impuestos para la operación del mismo.

Las definiciones habitualmente aceptadas en la bibliografía corresponden a las generadas por el *North American Electrical Reliability Corporation* (NERC). En [52] se define el concepto de *Available Transfer Capability* (ATC) como la medida de la capacidad de transmisión de potencia remanente en el sistema de transporte que permita la realización de transacciones comerciales por encima de las previamente estipuladas.

El cálculo del ATC está basado en suposiciones de contingencia N-1 y suele usarse como una medida de la capacidad de transferencia entre distintas áreas de un sistema. Las referencias [53, 54] profundizan en la definición del ATC y presentan métodos eficientes de cálculo del mismo.

La curva PV, sobre todo la correspondiente al nudo crítico, refleja en su comportamiento los distintos límites a los que llega el sistema, ya sea con la presencia de discontinuidades, cambios bruscos de pendiente o con la existencia de bifurcaciones. Por este motivo, es una buena herramienta en la cual basarse para representar gráficamente los márgenes de funcionamiento de un sistema (figura 3.7).

De cara a establecer las condiciones sobre las que se realizarán los estudios de esta tesis es necesario definir los siguientes conceptos:

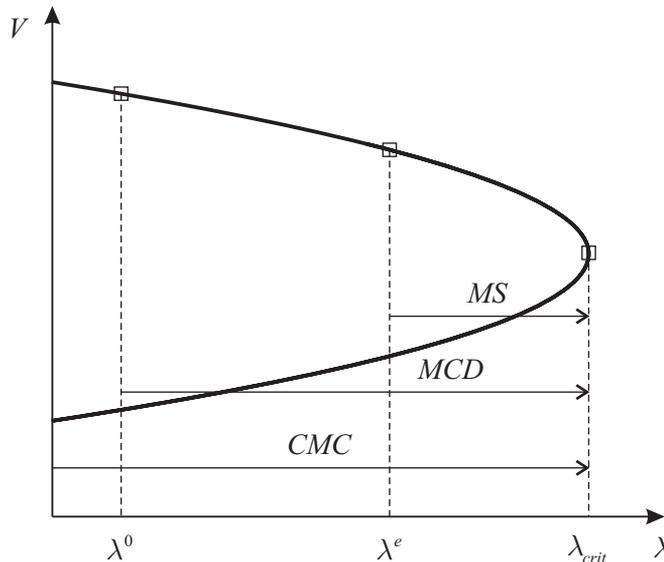


FIGURA 3.7 – Márgenes de funcionamiento de un sistema representados sobre la curva PV del nudo crítico.

**Capacidad máxima de carga (CMC).** Representa el nivel de carga máximo que puede soportar el sistema, bien por su llegada a un límite físico de tipo SNB o LIB, o bien por incumplimiento de algún límite de operación (tensión mínima o máxima, intensidad máxima por líneas u otros dispositivos, etc).

Según la ecuación (3.4), la CMC puede definirse de la siguiente manera:

$$CMC = \sum_i L_i^{(0)} + \lambda_{crit} \cdot \sum_i \Delta L_i, \quad (3.20)$$

donde  $\lambda_{crit}$  representa el factor de carga en cualquiera de los límites que restringen el área de operación del sistema.

**Margen de carga disponible (MCD).** Representa el incremento en la demanda que el sistema puede asumir a partir del punto de funcionamiento actual, matemáticamente:

$$MCD = CMC - \sum_i L_i^{(0)} = \lambda_{crit} \cdot \sum_i \Delta L_i. \quad (3.21)$$

**Demanda esperada (DE).** Es la demanda total conectada en el sistema en un momento futuro próximo al punto de operación actual. Su expresión matemática sería:

$$DE = \sum_i L_i^{(0)} + \lambda^e \sum_i \Delta L_i. \quad (3.22)$$

**Margen de seguridad (MS).** Es la carga extra que el sistema puede asumir a partir de la demanda esperada hasta llegar a la máxima carga que puede soportar:

$$MS = CMC - DE = (\lambda_{crit} - \lambda^e) \sum_i \Delta L_i. \quad (3.23)$$

### 3.9. Actuaciones sobre los márgenes de funcionamiento

Es posible distinguir dos tipos de actuaciones que afectan a los márgenes de funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia. Por un lado están las actuaciones que afectan a la potencia activa del sistema, tanto a la generación (redespacho de potencia activa) como al consumo (deslastre de carga). Por otra parte, se encuentran las actuaciones que afectan principalmente a la potencia reactiva del sistema. Los controles más típicos del problema de tensiones-reactiva son las tensiones de consigna de los grupos de generación, la compensación de reactiva, tanto serie como paralelo, y la variación de las tomas de los transformadores.

Las actuaciones sobre el problema de la potencia activa son necesarias e incluso indispensables para garantizar el funcionamiento del sistema en determinados casos de cierta

gravedad. Así, cuando el sistema se enfrenta a situaciones de alto consumo y se producen determinadas contingencias es imposible recuperar el control del mismo si no es por medio de un deslastre de carga en las zonas más críticas del mismo. Los redespachos de potencia activa suelen realizarse como medida preventiva ante la posibilidad de ocurrencia de determinadas contingencias en momentos concretos del funcionamiento del sistema.

Las actuaciones sobre el problema de la potencia reactiva son útiles para controlar las tensiones en los nudos del sistema y las pérdidas que se producen en el mismo. Una correcta gestión de la potencia reactiva mejora los márgenes de funcionamiento y evita la aparición de límites que puedan comprometer la seguridad del sistema, aunque su capacidad para modificar el estado del sistema en situaciones de cierta gravedad es seguramente limitada.

Para comprender mejor el efecto que estas actuaciones tienen en el sistema se incluye este apartado, donde se presentan ejemplos basados en un sistema muy simple de los efectos que tienen algunas de ellas.

Se tomará como ejemplo el modelo de la figura 3.8. Ésta representa un sistema con una sola carga conectada a un generador ideal de potencia infinita. Para simplificar el desarrollo, aunque sin pérdida de generalidad, se supone un sistema sin pérdidas ( $R = 0$ ).

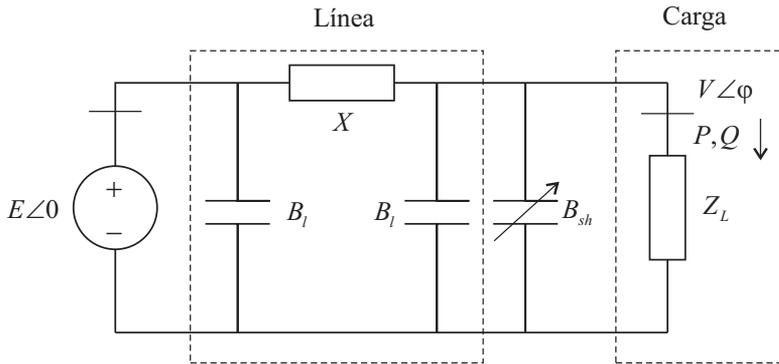


FIGURA 3.8 – Modelo de sistema de una carga conectado a un generador ideal.

Inicialmente se supondrá que el modelo de la línea no incluye las susceptancias paralelo ( $B_l$ ) y que no hay compensación de reactiva en la barra de carga ( $B_{sh} = 0$ ).

La potencia activa consumida por la carga, suponiendo que es de factor de potencia constante ( $X_L = R_L \tan \theta$ ), viene expresada por:

$$P = R_L I^2 = \frac{R_L E^2}{R_L^2 + (X + R_L \tan \theta)^2}. \quad (3.24)$$

La condición para que se produzca la máxima transferencia de potencia activa,  $P$ ,

hacia la carga,  $Z_L = R_L + X_L$ , es:

$$\frac{\partial P}{\partial R_L} = 0. \quad (3.25)$$

Esta condición aporta las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} R_L &= X \cos \theta, \\ X_L &= X \sin \theta. \end{aligned} \quad (3.26)$$

Sustituyendo estos resultados en (3.24) y realizando algunos cálculos se obtienen las expresiones de la potencia máxima y la tensión en el nudo de carga correspondiente a esa potencia:

$$\begin{aligned} P_{\text{máx}} &= \frac{\cos \theta}{1 + \sin \theta} \frac{E^2}{2X}, \\ V_{\text{máx}} &= \frac{E}{\sqrt{2}\sqrt{1 + \sin \theta}}. \end{aligned} \quad (3.27)$$

### 3.9.1. Consigna de tensión de los generadores

La variación de la consigna de tensión de los grupos de generación es una de las actuaciones más habituales no solo para el mantenimiento de la seguridad frente al colapso de tensiones sino como medida para establecer un perfil óptimo en la red que le permita ser operada en condiciones óptimas (mínimas pérdidas).

El efecto sobre la potencia máxima que puede ser transmitida se ve claramente en (3.27), al aumentar  $E$  se incrementa también el valor de  $P_{max}$  y la tensión a la cual se produce la máxima transferencia de potencia. De hecho, el incremento de la tensión de consigna de los generadores tiene como consecuencia el incremento de las tensiones en todas las barras próximas.

Cuando se ejecuta esta actuación debe tenerse en cuenta que al mismo tiempo que se aumenta la tensión se está requiriendo una mayor producción de potencia reactiva al generador, pudiendo alcanzar el límite físico de la unidad, a partir del cual se pierde la capacidad de regular el valor de la tensión. El efecto desde el punto de vista del sistema es el de una inyección neta de potencia reactiva.

### 3.9.2. Compensación de reactiva

La compensación de reactiva consiste en la inyección de potencia reactiva en las barras de carga para compensar el carácter eminentemente inductivo de los sistemas de transporte y distribución y de las cargas.

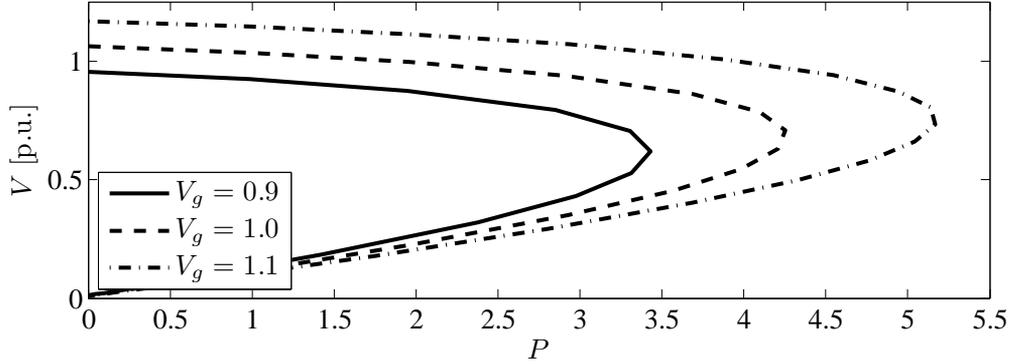


FIGURA 3.9 – Efecto de la consigna de tensión del generador sobre la capacidad de transferencia de potencia del sistema de la figura 3.8. Carga de factor de potencia constante.

Partiendo de las relaciones obtenidas anteriormente puede estudiarse el efecto que tienen las susceptancias de la línea y la compensación de reactiva en la barra de carga. Para esto es necesario obtener el equivalente Thévenin del sistema de la figura 3.8 visto desde la barra de carga:

$$E_{Th} = \frac{E}{1 - (B_l + B_{sh})X}, \quad (3.28)$$

$$X_{Th} = \frac{X}{1 - (B_l + B_{sh})X},$$

sustituyendo estas expresiones en las ecuaciones (3.27), se obtiene:

$$P_{\text{máx}} = \frac{1}{1 - (B_l + B_{sh})X} \frac{\cos \theta}{1 + \sin \theta} \frac{E^2}{2X}, \quad (3.29)$$

$$V_{\text{máx}} = \frac{1}{1 - (B_l + B_{sh})X} \frac{E}{\sqrt{2}\sqrt{1 + \sin \theta}}.$$

Al introducir compensación paralelo ( $B_{sh} > 0$ ) aumenta el valor del primer factor en las ecuaciones (3.29) provocando un aumento en el valor de la potencia máxima transferible y, por el mismo motivo, en la tensión a la cual se produce esa potencia máxima.

La figura 3.10 muestra estos efectos sobre las curvas PV del sistema de dos barras.

La compensación de reactiva produce una elevación de las tensiones en las barras donde se efectúa, al mismo tiempo que aumenta el margen de carga del sistema. Dado que usando compensación las tensiones se mantienen en valores elevados, existe el riesgo

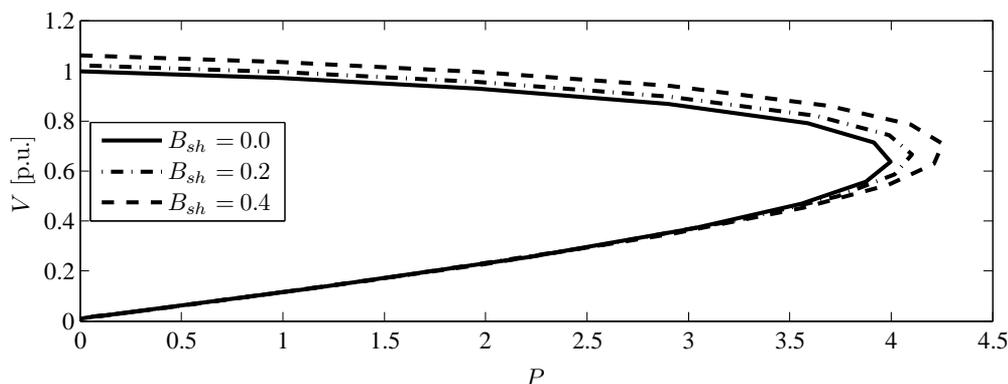


FIGURA 3.10 – Efecto de la compensación paralelo de reactiva sobre una carga conectada a un generador ideal. Sistema sin pérdidas y carga de factor de potencia constante.

de que el sistema se aproxime al punto crítico de carga sin que esto sea detectable por tensiones anormalmente bajas. La compensación es ampliamente usada en la operación del sistema de potencia para mantener las tensiones en valores adecuados, reducir las intensidades por las líneas, y por tanto las pérdidas, y para mejorar la estabilidad del sistema.

Los dispositivos empleados para la compensación de reactiva pueden ser bancos de condensadores con escalones discretos de susceptancia o sistemas que emplean electrónica de potencia para controlar de forma continua la inyección de potencia, caso de los *Static Var Compensators* (SVC). En [55] se detalla el modelo empleado para este tipo de dispositivos y se analiza su efecto sobre el margen de carga del sistema.

### 3.9.3. Efecto de los transformadores con tomas de regulación

Los transformadores son dispositivos que se emplean en los sistemas de potencia para conectar las redes a distintos niveles de tensión. Así, existen transformadores que conectan las unidades de generación con el sistema de transporte, el transporte con la distribución, etc. Generalmente, estos transformadores disponen de una relación de transformación variable, lo que permite, por ejemplo en el sistema de distribución, mayor flexibilidad a la hora de mantener estable la tensión en los puntos de conexión de las cargas.

Para estudiar el efecto que tienen las tomas de regulación se emplea el sistema mostrado en la figura 3.11, formado por un generador ideal que alimenta a una carga a través de un transformador, también ideal, con relación de transformación  $r : 1$ . Para simplificar el problema las líneas se modelan como una única impedancia reactiva.

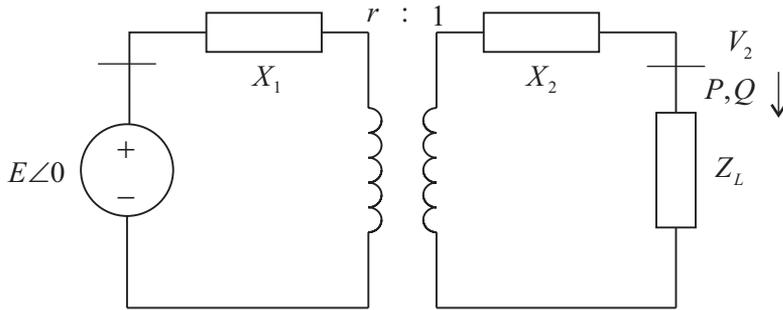


FIGURA 3.11 – Modelo de sistema de una carga conectado a un generador ideal a través de un transformador con tomas regulables.

El equivalente Thévenin de este circuito visto desde la carga viene definido por:

$$E_{Th} = \frac{E}{r}, \quad (3.30)$$

$$X_{Th} = \frac{X_1}{r^2} + X_2.$$

Puede notarse que para lograr un aumento de la tensión del secundario es necesario disminuir el valor de la relación de transformación. Sustituyendo las ecuaciones (3.30) en las expresiones (3.27) se obtiene la influencia de  $r$  sobre la potencia máxima transferible a la carga y la tensión a la que ésta se produce:

$$P_{\text{máx}} = \frac{1}{2} \frac{\cos \theta}{1 + \sin \theta} \frac{E^2}{r^2 X_2 + X_1}, \quad (3.31)$$

$$V_{\text{máx}} = \frac{E}{r\sqrt{2}\sqrt{1 + \sin \theta}}.$$

Según estas expresiones, la potencia máxima transferible aumenta al disminuir  $r$ , es decir, al intentar aumentar la tensión en el secundario del transformador. Este efecto puede verse claramente en la figura 3.12, donde se representan las curvas PV para un sistema como el mostrado en la figura 3.8, usando tres valores distintos de la relación de transformación.

Los transformadores con tomas de regulación tienen el efecto de “acercar” la generación a la carga, disminuyendo la distancia eléctrica entre las mismas. Al contrario de lo que ocurre con la compensación de reactiva, donde existe una inyección neta de potencia reactiva al sistema, en este caso no existe tal inyección y el efecto para el sistema es que varía la circulación de reactiva por el mismo.

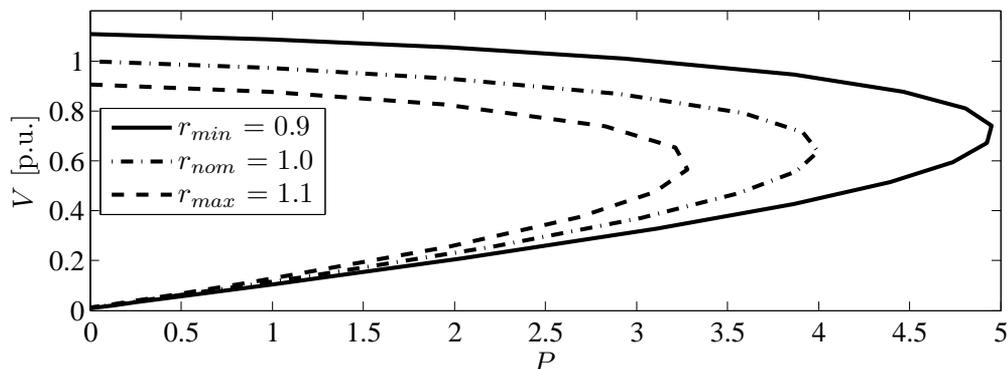


FIGURA 3.12 – Efecto de las tomas de regulación de un transformador sobre una carga conectada a un generador ideal. Sistema sin pérdidas y carga de factor de potencia constante.

En la operación en estado normal del sistema, los transformadores de regulación suelen emplearse para el mantenimiento de las tensiones en las redes más cercanas al consumo. De este modo, las tomas varían de forma automática, siguiendo unas determinadas reglas, para conseguir que las tensiones se mantengan en unos valores determinados. Cuando se contempla el caso de cargas sensibles a la tensión (de intensidad o impedancia constante) al aumentar la demanda global del sistema las tensiones disminuyen, provocando una disminución de la carga vista desde el sistema de transporte. Los transformadores de regulación actúan disminuyendo el valor de las tomas para llevar las tensiones de consumo nuevamente a sus valores de consigna, lo cual conlleva un incremento en la demanda observada desde el transporte. Si en algún momento se produce una contingencia que lleve al sistema a operar en un estado próximo al colapso, la demanda del sistema disminuirá al disminuir la tensión a la que están alimentadas las cargas. En tales casos la variación automática de las tomas de los transformadores deben bloquearse ya que, de actuar, podrían acercar al sistema al nuevo punto de colapso (SNB o LIB) al provocar un aumento de la demanda observada desde el sistema de transporte.

### 3.10. Índices de estabilidad

Los índices de estabilidad se emplean para cuantificar la proximidad del sistema al punto más cercano de inestabilidad. Son de gran utilidad para la operación del sistema ya que proporcionan una medida de la seguridad del punto de funcionamiento, motivo por el cual gran parte de los índices propuestos en la literatura están pensados para la supervisión del sistema en tiempo real.

Todos los índices consisten en una magnitud escalar que representa una medida de la

seguridad del sistema y que contempla la variación en la carga o las variables de control. Para que su utilidad sea mayor deben ser fácilmente interpretables y disponer de un cierto sentido físico, además de evolucionar de forma lo más continua posible. En aplicaciones en tiempo real es particularmente importante que el esfuerzo computacional sea lo más reducido posible. Esto último, como se verá, no siempre es fácil de conseguir, aunque la potencia de los ordenadores actuales hace posible resolver problemas complejos en pocos segundos.

Siguiendo las indicaciones de la referencia [56], se puede hacer una clasificación de los distintos índices propuestos en la literatura en dos grandes grupos:

- Índices basados únicamente en el estado actual del sistema. Se fundamentan en conceptos tales como el análisis de sensibilidades, autovalores y valores singulares. Exigen poco esfuerzo computacional pero, por contra, no tienen en cuenta la fuerte no linealidad del sistema y los límites que aparecen durante su evolución. Esto último tiene trascendencia sobre todo cuando el punto de funcionamiento se encuentra alejado del colapso, ocasionando resultados poco fiables.
- Índices que tienen en cuenta la evolución del sistema y los límites en los dispositivos. En general se basan en la determinación de los márgenes de funcionamiento del sistema, para lo cual emplean las herramientas expuestas en apartados anteriores (técnicas de continuación y técnicas directas). En comparación con los anteriores son computacionalmente más complejos, aunque presentan una fiabilidad mucho mayor.

### 3.10.1. Análisis de los valores singulares

Este índice se basa en la descomposición en matrices ortogonales de la matriz jacobiana del sistema,  $J$ . Ésta se expresa matemáticamente como  $J = D_x g(x, \lambda, u)$ , siendo una matriz cuadrada de dimension  $n \times n$ .

La descomposición en valores singulares consiste en expresar el jacobiano como el producto de otras tres matrices:

$$J = R\Sigma S^T = \sum_{i=1}^n r_i \sigma_i s_i^T, \quad (3.32)$$

donde:

- $\Sigma$  es una matriz diagonal de dimensión  $n \times n$  que contiene los valores singulares  $\sigma_i$ , cumpliéndose que  $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_n$ .

- $R$  es una matriz ortogonal de dimensión  $n \times n$  formada por los vectores singulares izquierdos,  $r_i$ , asociados a los valores singulares  $\sigma_i$ .
- $S$  es una matriz ortogonal de dimensión  $n \times n$  formada por los vectores singulares derechos,  $s_i$ , asociados a los valores singulares  $\sigma_i$ .

Como el punto de colapso de tensiones uno de los valores singulares  $\sigma_i$  adquiere el valor 0, este índice aprovecha esta propiedad monitorizando el valor singular mínimo hasta que su valor se anule, siendo éste un punto crítico del sistema [59]. Cuando el punto de funcionamiento se encuentra muy alejado del colapso puede ocurrir que el valor singular inicialmente más pequeño no sea el primero en anularse, por lo que su monitorización puede llevar a resultados erróneos.

La interpretación de los vectores singulares izquierdo y derecho puede realizarse aprovechando la siguiente propiedad de la descomposición en valores singulares:

$$J^{-1} = S\Sigma^{-1}R^T = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i} s_i r_i^T. \quad (3.33)$$

Linealizando las ecuaciones del sistema en torno al punto de funcionamiento  $(x_0, \lambda_0, u_0)$  se obtiene:

$$\Delta g(x, \lambda, u) = J\Delta x. \quad (3.34)$$

De aquí, separando las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i} s_i r_i^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}. \quad (3.35)$$

Dado que, en puntos cercanos al colapso de tensiones,  $\sigma_n$  es muy próximo a cero, la ecuación anterior puede aproximarse por la expresión:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \approx \frac{1}{\sigma_n} s_n r_n^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}. \quad (3.36)$$

En (3.36) se hace visible que los mayores valores del vector  $s$  indican los nudos más críticos, es decir, aquéllos que sufren mayor variación en sus tensiones, mientras que las posiciones con un mayor valor en el vector  $r$  indican las inyecciones de potencia que más afectan al sistema.

El comportamiento de este índice es bastante no lineal y poco sensible a las variaciones en la carga del sistema, sufriendo un brusco descenso cuando el sistema se halla próximo al colapso. Además no evidencia en su comportamiento la presencia de los límites en

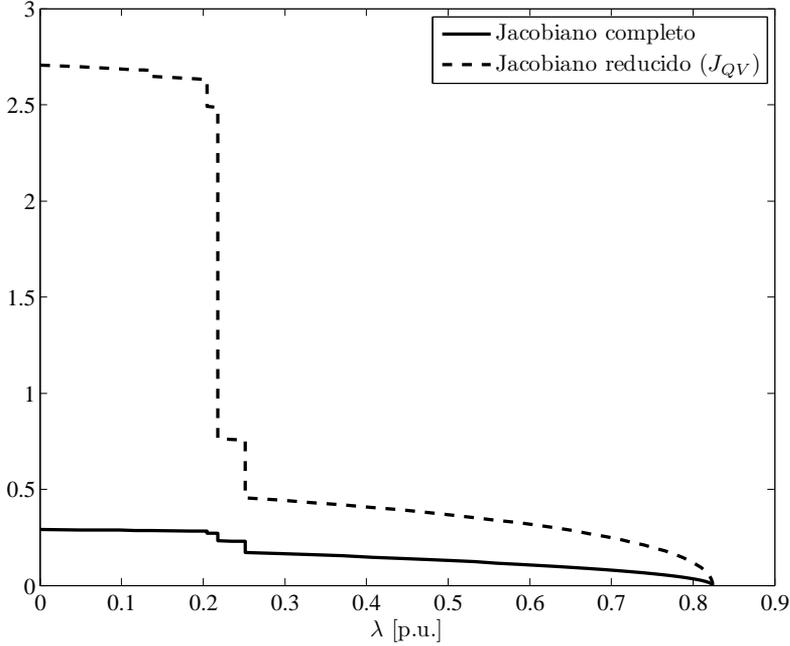


FIGURA 3.13 – Menor valor singular de la matriz jacobiana completa y reducida para el sistema IEEE de 14 barras (Anexo A).

el sistema. Por este motivo se ha planteado la utilización de un jacobiano modificado que, en aplicaciones prácticas, ha demostrado tener un comportamiento más significativo de la evolución del sistema. Esta mejora proviene de desacoplar los problemas activo y reactivo. Suponiendo que los términos  $\Delta P_i$  de  $\Delta g$  son todos nulos, se obtiene:

$$\Delta Q = J_{QV} \Delta V, \quad (3.37)$$

donde  $J_{QV}$  se obtiene de  $(J_4 - J_3 J_1^{-1} J_2)$ , siendo  $J_i$  las submatrices que componen el jacobiano:

$$J_1 = \frac{\partial P(x, \lambda, u)}{\partial \theta}, J_2 = \frac{\partial P(x, \lambda, u)}{\partial V}, \quad J_3 = \frac{\partial Q(x, \lambda, u)}{\partial \theta}, J_4 = \frac{\partial Q(x, \lambda, u)}{\partial V}$$

Los valores singulares que se obtienen de la matriz jacobiana  $J_{QV}$  escenifican más claramente el comportamiento del sistema, evidenciando la presencia de límites durante su evolución (figura 3.13). Además, al ser  $\det J_{QV} = \frac{\det J}{\det J_1}$ , el valor singular mínimo de  $J_{QV}$  también se anula en el punto de colapso.

### 3.10.2. Análisis de autovalores

Este índice tiene unas características y comportamiento similar al análisis del mínimo valor singular de la matriz jacobiana. Al igual que en el caso anterior, la proximidad del menor autovalor a un valor nulo es una señal de la cercanía del sistema al colapso de tensiones [60, 56, 61]. La descomposición en autovalores de la matriz jacobiana, supuesta diagonalizable, puede expresarse como:

$$J = W\Lambda V^T = \sum_{i=1}^n \lambda_i w_i v_i^T, \quad (3.38)$$

donde:

- $\Lambda$  es una matriz diagonal compleja de dimensión  $n \times n$  que contiene los autovalores  $\lambda_i$ .
- $W$  es una matriz compleja de dimensión  $n \times n$  formada por los autovectores izquierdos,  $w_i$ , asociados a los autovalores  $\lambda_i$ .
- $V$  es una matriz compleja de dimensión  $n \times n$  formada por los autovectores derechos,  $v_i$ , asociados a los autovalores  $\lambda_i$ .

También en este caso puede emplearse el jacobiano modificado  $J_{QV}$ , al ser ésta una matriz cuasi simétrica y, por tanto, diagonalizable. Además, al tener esa estructura, los autovalores que se obtienen son números reales, con un valor muy similar a los correspondientes valores singulares. Esto lleva a interpretar los autovectores izquierdo ( $w_i$ ) y derecho ( $v_i$ ) de forma análoga a como se hacía con los vectores singulares correspondientes [62, 63].

La evolución de éste índice, basado tanto en el jacobiano completo como en el reducido, se muestra en la figura 3.14.

### 3.10.3. Funciones test

Este índice, propuesto en [64], se basa en el empleo de unas determinadas funciones test para la determinación del punto de colapso. La definición de estas funciones es:

$$t_{lk} = e_l^T J J_{lk}^{-1} e_l, \quad (3.39)$$

donde  $e_l$  es un vector que contiene un 1 en la posición  $l$ , siendo el resto de posiciones nulas,  $J$  es el jacobiano de las ecuaciones del flujo de cargas, y  $J_{lk}$  es el resultado de sustituir la fila  $l$  del jacobiano por la fila  $e_k^T$ :

$$J_{lk} = (I - e_l e_l^T) J + e_l e_k^T. \quad (3.40)$$

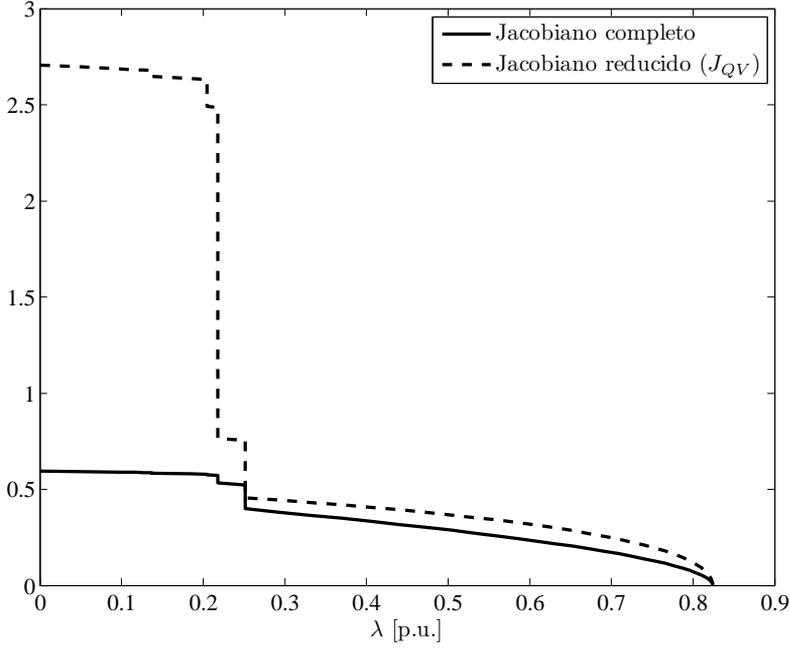


FIGURA 3.14 – Menor autovalor de la matriz jacobiana completa y reducida para el sistema IEEE de 14 barras.

La matriz  $J_{lk}$  no es singular en el punto de colapso si los índices  $l$  y  $k$  corresponden a entradas no nulas en los autovectores asociados con el autovalor nulo de  $J$  en el punto de colapso. De esta forma, puede definirse la función test crítica,  $t_{cc}$ , como aquella en la cual  $l = k = c$ , siendo  $c$  la entrada de mayor valor del autovector derecho  $v$ :

$$t_{cc} = e_c^T J J_{cc}^{-1} e_c. \quad (3.41)$$

Tanto la matriz jacobiana como su versión modificada  $J_{lk}$  dependen de las variables y parámetros del sistema  $(x, \lambda, u)$ , por lo que a medida que el parámetro de carga  $\lambda$  varía, aproximándose al colapso, también lo hacen las variables del sistema y, por tanto, también la función  $t_{cc}$ . Ésta tiene como importante propiedad el mostrar un comportamiento cuadrático en función de la demanda que puede expresarse como:

$$t_{cc}(\lambda) \approx \frac{a}{(\lambda_{crit} - \lambda)^k}, \quad (3.42)$$

donde  $a$  es una constante,  $k$  suele 2 o 4, y  $\lambda_{crit}$  es el factor crítico de carga para el cual el sistema llega al colapso.

Este comportamiento permite definir el índice  $\tau$  que presenta una relación cuasi lineal

con la variación en la carga. Su expresión es:

$$\tau = \frac{t_{cc}}{k \frac{dt_{cc}}{d\lambda}} \approx \lambda_{crit} - \lambda. \quad (3.43)$$

El empleo de este índice tiene como ventaja que representa bastante bien el comportamiento del sistema, evidenciando los límites que aparecen en él a medida que varía la carga. Sin embargo, tiene el inconveniente de ser necesario conocer el nudo crítico o al menos la región crítica, ya que el comportamiento del índice es poco relevante para nudos alejados de la región donde se produce el colapso. Existen varias formas de afrontar este problema, una de las técnicas más empleadas se basa en el uso del vector tangente, tal como está definido en (3.12). Según este procedimiento, se controla la evolución de los nudos que correspondan a los mayores componentes del vector tangente [65].

#### 3.10.4. Determinante reducido

Si se supone que sólo hay variación de carga en un nudo  $l$  del sistema puede escribirse la siguiente ecuación linealizada del flujo de cargas:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{\Delta P_l}{\Delta Q_l} \end{bmatrix} = \left[ \begin{array}{c|c} A & B \\ \hline C & D \end{array} \right] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \frac{\Delta \theta_l}{\Delta V_l} \end{bmatrix}, \quad (3.44)$$

donde  $A$ ,  $B$ ,  $C$  y  $D$  son los bloques correspondientes al jacobiano reordenado. Esta ecuación puede ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = D_{ll} \begin{bmatrix} \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix}, \quad (3.45)$$

$D_{ll}$  se obtiene de  $D_{ll} = D - CA^{-1}B$ .

Al igual que ocurre con las funciones test, es importante la elección del nudo  $l$ , obteniéndose buenos resultados cuando se trata del nudo crítico  $c$ , siendo este nudo el indicado por la mayor entrada en valor absoluto del autovector derecho correspondiente al autovalor singular del jacobiano [66]. Con esto se garantiza la no singularidad de la matriz  $A$ . El determinante de  $D_{ll}$  es:

$$\det D_{ll} = \frac{\det J}{\det A}, \quad (3.46)$$

siendo nulo cuando el jacobiano es singular, es decir, cuando se alcanza el punto de colapso.

Este índice tiene un comportamiento similar al de las funciones test, indicando con saltos bruscos en su valor la aparición de límites en los dispositivos del sistema.

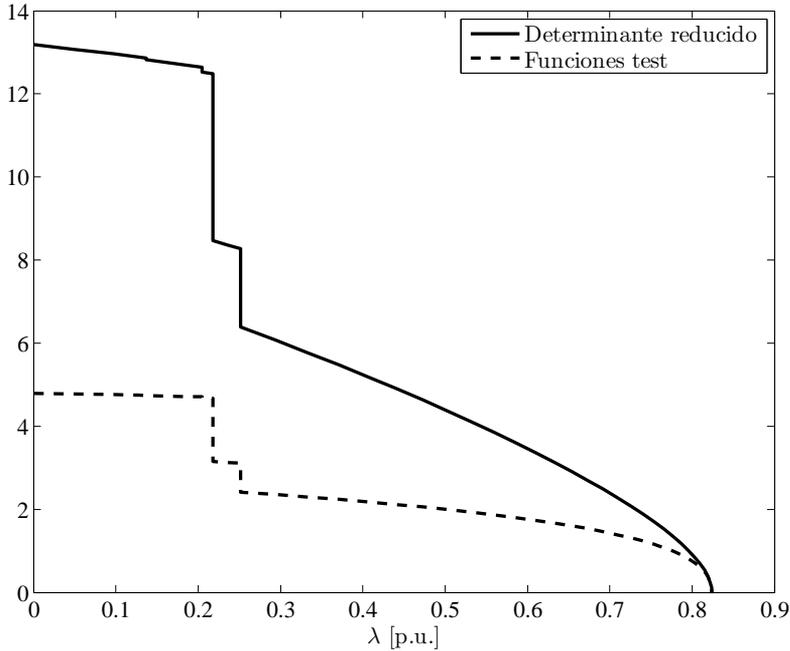


FIGURA 3.15 – Índices basados en el determinante reducido y funciones test calculados en el nudo 14 (crítico) del sistema IEEE de 14 barras.

### 3.10.5. Índice del vector tangente

Este índice se basa en la definición del vector tangente dada por la ecuación (3.12). Presenta un comportamiento similar a los índices basados en las funciones test y el determinante reducido, pero con la ventaja de tener un coste computacional más reducido [65, 46].

La definición matemática es la siguiente:

$$TVI_i = \left| \frac{dV_i}{d\lambda} \right|^{-1}, \quad (3.47)$$

donde  $\frac{dV_i}{d\lambda}$  es el componente del vector tangente  $t$  correspondiente a la magnitud de la tensión del nudo  $i$ . A medida que el sistema se aproxima al punto de colapso el cociente anterior tiende a infinito, por lo que  $TVI_i \rightarrow 0$ .

Es además fácilmente demostrable que el vector tangente, a medida que el sistema se aproxima al colapso, converge al autovector derecho correspondiente al autovalor singular del jacobiano, por lo cual se puede emplear para identificar el o los nudos críticos del sistema, tal y como se ha mencionado al explicar el índice basado en las funciones test.

### 3.10.6. Índices de segundo orden

Los índices que se basan en la linealización de las ecuaciones del sistema, como lo son todos los expuestos anteriormente, tienen el inconveniente de que presentan importantes discontinuidades cada vez que se alcanza un límite en algún dispositivo (potencias reactivas de generadores, tomas de transformadores, etc). Para evitar estas discontinuidades es posible incluir información que se obtiene del segundo término de la expansión en serie de las ecuaciones del sistema [67, 68, 69].

A continuación se toma como ejemplo el caso del mínimo valor singular, pero un desarrollo similar puede realizarse para los otros índices basados en una linealización del sistema (vector tangente, autovalores).

El máximo valor singular ( $\sigma_{max}$ ) de la inversa del jacobiano varía con la variación del parámetro de carga del sistema según una expresión del tipo:

$$\sigma_{\text{máx}}(\lambda) = (b - d\lambda)^{1/c} \quad (3.48)$$

con valores adecuados para los parámetros positivos  $b, c$  y  $d$ . Este tipo de funciones cumplen con la siguiente relación:

$$\frac{\sigma_{\text{máx}}}{d\sigma_{\text{máx}}/d\lambda} = c\lambda - \frac{bc}{d} \quad (3.49)$$

la cual denota una relación lineal con el parámetro de carga  $\lambda$ . En base a esta propiedad se plantea la utilización del índice calculado según:

$$\varepsilon = \frac{1}{\varepsilon_0} \frac{\sigma_{\text{máx}}}{d\sigma_{\text{máx}}/d\lambda}, \quad (3.50)$$

donde  $\varepsilon_0$  corresponde al valor del índice con la carga inicial, y se incluye en la expresión anterior con el fin de normalizar el resultado.

En el punto de colapso se cumple que  $\varepsilon \rightarrow 0$ . Las discontinuidades que provocan los límites del sistema en  $\sigma_{max}$  se contrarrestan con el alto valor que adquiere la derivada  $d\sigma_{\text{máx}}/d\lambda$  en tales situaciones. Los resultados experimentales muestran que este tipo de índices se aproximan a cero en el punto de colapso siguiendo un comportamiento cuasi lineal. Por contra, hay que tener en cuenta que son, con diferencia, los índices con un coste computacional más elevado, ya que implican el calculo del Hessiano del sistema de ecuaciones.

### 3.10.7. Margen de carga del sistema

El margen de carga, entendido como la cantidad adicional de carga que, en una dirección determinada, puede asumir el sistema antes de llegar al punto de colapso de

tensiones, es el indicador más exacto y fácilmente interpretable de entre los existentes. Su expresión matemática es:

$$IMC = |\lambda - \lambda_{crit}|, \quad (3.51)$$

siendo  $\lambda_{crit}$  la correspondiente al colapso de tensiones.

Su obtención se basa en las técnicas de continuación o técnicas directas mencionadas anteriormente dentro del apartado 3.7. Esto implica que su determinación conlleva el cálculo de toda la trayectoria seguida por el sistema desde el punto de funcionamiento inicial hasta el punto de colapso. Al ser así, se tienen en cuenta todos los límites del sistema, lo que permite una determinación exacta del punto de colapso y, por tanto, del margen de carga. El lado negativo es el alto coste computacional que lo anterior implica.

En la definición de margen de carga está implícita la asunción de una determinada dirección de incremento de carga, llegándose a resultados válidos solo si la estimación es correcta. Algunos autores plantean métodos para calcular el punto de colapso más cercano al punto de funcionamiento inicial, o lo que es equivalente, a la determinación del incremento de carga más desfavorable [70, 71, 72], información que puede ser empleada también para determinar, en caso de ser necesario el deslastre de cargas, aquellas zonas del sistema sobre las que sería más efectivo actuar.

### 3.10.8. Resumen índices de estabilidad

La Tabla 3.1 sintetiza las características principales de los índices de estabilidad estudiados en este capítulo.

## 3.11. Análisis de sensibilidades

Las sensibilidades proveen información sobre la evolución de las variables en el entorno del punto en el cual son calculadas. Su cálculo se basa en la linealización de las ecuaciones características del sistema [75, 55]. Se pueden determinar las sensibilidades de las variables respecto a cualquier parámetro del sistema, sin embargo, es especialmente interesante en estudios de seguridad y estabilidad de tensiones el conocer la evolución de determinadas variables respecto a la variación de carga. Así mismo, el conocer qué parámetros de control son los más afectados con el cambio de carga permite determinar aquéllos que son más adecuados para actuar cuando se pretende mejorar los márgenes de carga.

Las sensibilidades pueden obtenerse con simples operaciones a partir de los resultados de las técnicas de análisis descritas en el apartado 3.7. Utilizando las técnicas de continuación pueden obtenerse las sensibilidades en cada paso de avance del algoritmo de continuación. Por otra parte, utilizando las técnicas directas se obtiene información

TABLA 3.1 – Características de los índices de estabilidad estudiados.

Índice	Coste computacional	Comportamiento	Comentarios
Valor singular	Medio	No lineal Discontinuo	Lejos del colapso no aporta información relevante
Autovalores	Medio	No lineal Discontinuo	Lejos del colapso no aporta información relevante
Funciones test	Bajo	Cuadrático Discontinuo	Requiere conocer las áreas críticas
Determinante reducido	Bajo	Cuadrático Discontinuo	Requiere conocer las áreas críticas
Vector tangente	Muy bajo	Cuadrático Discontinuo	Requiere conocer las áreas críticas
Segundo orden	Alto	Cuasi lineal Continuo	Solo adecuado para estudios off-line
Margen de carga	Alto	Lineal Continuo	Genera valiosa información adicional

solamente del punto de convergencia del problema de optimización, pero aquí es ,precisamente, donde el conocimiento de las sensibilidades es más interesante, ya que se trata de un punto singular del sistema.

Matemáticamente, las sensibilidades del margen de carga respecto a los parámetros de control del sistema pueden derivarse de las ecuaciones del flujo de cargas  $g(x, u)$ . Suponiendo que el sistema opera en un punto de equilibrio  $(x_0, u_0)$  se debe cumplir la relación (3.3). Se supone que el margen de carga inicial es  $\lambda_*$ , correspondiente a unos parámetros  $u_*$  calculados como  $u_* = u_0 + \lambda_* d$  donde  $d$  es la dirección de incremento de los parámetros. En este punto se satisface:

$$g(x_*, u_*) = g(x_*, u_0 + \lambda_* d) = 0 \quad (3.52)$$

además de  $D_x g = 0$  por tratarse de un punto crítico.

Si se produce un cambio en los parámetros iniciales  $u_0$  en una pequeña cantidad  $du_0$ , el margen de carga también sufrirá un cambio dado por  $\lambda_* + d\lambda_*$ . En el nuevo punto crítico se tiene:

$$g(x_* + dx_*, u_* + du_*) = g(x_* + dx_*, u_* + du_0 + d\lambda_* d) = 0. \quad (3.53)$$

Simplificando la expresión anterior, teniendo en cuenta (3.52) y linealizando, se obtiene:

$$g_u(du_0 + d\lambda_*d) = 0. \quad (3.54)$$

Por último, multiplicando por la traspuesta del autovector izquierdo del jacobiano  $w^T$ :

$$d\lambda_* = -\frac{w^T g_u du_0}{w^T g_u d}, \quad (3.55)$$

de donde puede obtenerse la sensibilidad del margen de carga inicial con respecto a los parámetros de control:

$$S_{\lambda,u} = -\frac{g_u^T w}{w^T g_u d}. \quad (3.56)$$

Debido a la gran no linealidad de las ecuaciones que describen los sistemas eléctricos de potencia, es de esperar que las sensibilidades así calculadas, basadas en una linealización de las ecuaciones, sean válidas solo en el entorno del punto de cálculo. Sin embargo, en [63] se hace un estudio sobre la evolución del margen de carga en función de diversos parámetros de control y se verifica que la evolución del mismo, sin considerar los límites, es bastante lineal en la mayoría de los casos, mientras que en otros se puede aproximar por una función cuadrática. Ésta es una propiedad importante a la hora de decidir las actuaciones para la mejora del margen de carga.

La evolución del margen de carga del sistema de 24 nudos (Apéndice A), para un determinado patrón de carga, en función de dos parámetros de control puede verse en las figuras 3.16 y 3.17 [76, 77]. Puede notarse la fuerte linealidad existente en estos dos casos en todo el rango de variación del parámetro.

Cuando se activan los límites de los dispositivos presentes en el sistema (potencias reactivas de generadores) se producen cambios bruscos en el valor de las sensibilidades, siendo necesario recalcularlas nuevamente a partir de ese punto. Sin embargo, existe un cierto patrón en el cambio que se produce en función del tipo de límite al que corresponda. En el caso de una bifurcación LIB estable como la representada en la figura 3.2-(a), la sensibilidad sufre una discontinuidad en el punto crítico pero manteniendo el signo. Por contra, cuando se trata de una bifurcación LIB inestable (figura 3.2-(b)) la discontinuidad que se produce implica un cambio de signo, tal y como sucede en las SNB, aunque a diferencia de lo que ocurre en éstas, su valor no es infinito en el punto de bifurcación [75]. Esto se hace evidente en el caso presentado en la figura 3.18, donde se muestra la variación del margen de carga con la tensión de consigna del generador conectado al nudo 18. En el rango de variación mostrado este generador alcanza su límite superior de reactiva, produciendo una bifurcación LIB inestable. A partir de ese punto, la sensibilidad correspondiente sería negativa, lo cual se traduce en una disminución de  $\lambda$  para un incremento de la tensión  $V_{18}$ . En realidad esos puntos de funcionamiento no

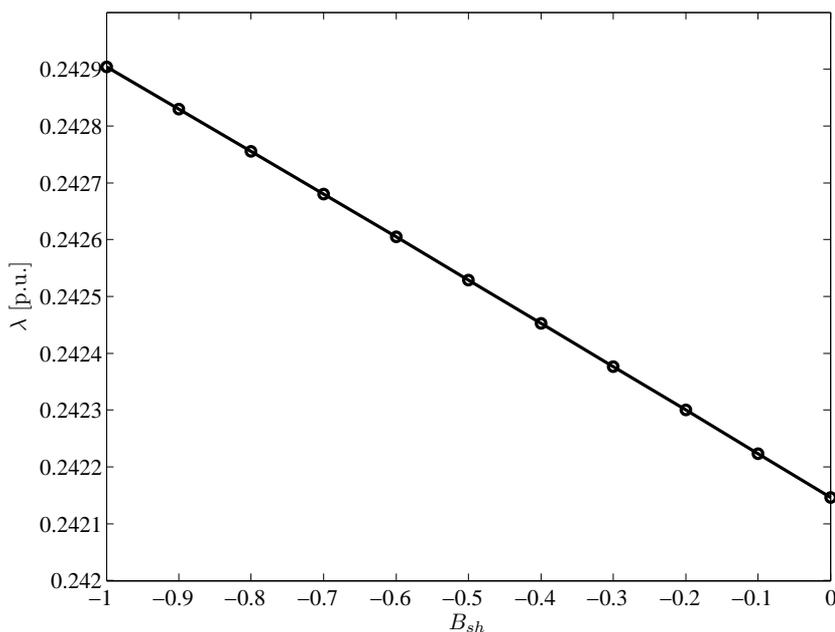


FIGURA 3.16 – Relación entre el margen de carga del sistema ( $\lambda$ ) y la reactancia inductiva conectada en la barra 6 de la red de 24 nudos.

serían alcanzados nunca por el sistema, que colapsaría en el momento en que se produce el límite.

Se puede concluir, por tanto, que en los puntos de inestabilidad las sensibilidades sufren un cambio de signo, ya sea motivado por bifurcaciones LIB o SNB. Propiedad muy empleada para la determinación de los límites de carga del sistema.

En [78] se derivan de forma genérica las fórmulas para la obtención de las sensibilidades del margen de carga respecto a cualquier parámetro o variable del sistema.

### 3.12. Mejora de los márgenes de funcionamiento

Las herramientas y técnicas descritas a lo largo de este capítulo sientan las bases para la determinación de actuaciones que permitan mejorar la seguridad del sistema a través del alejamiento del punto de funcionamiento de los límites tanto físicos como operacionales. Las actuaciones de control de tensiones son, de forma genérica, las siguientes:

- Consignas de generación de potencia reactiva de los grupos generadores y conden-

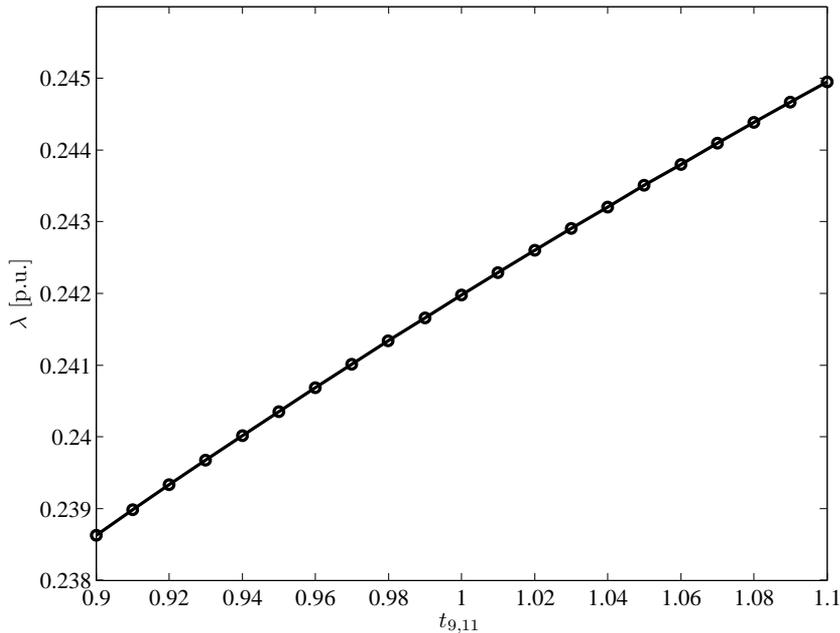


FIGURA 3.17 – Relación entre el margen de carga del sistema ( $\lambda$ ) y la toma del transformador 9-11 de la red de 24 nudos.

sadores síncronos.

- Compensación de reactiva, tanto serie como paralelo. Básicamente se trata de dispositivos que inyectan potencia reactiva en determinados puntos de la red para compensar el carácter normalmente inductivo del sistema, aunque también puede darse el caso de ser necesaria la absorción de potencia reactiva. Se realiza con grupos de condensadores o reactancias, o con dispositivos basados en electrónica de potencia (SVC, STATCOM, etc.).
- Relación de transformación de los transformadores con tomas variables (LTC). Como se ha explicado anteriormente, su efecto es el de redistribuir el flujo de reactiva a través del sistema.

Existen otras actuaciones posibles que influyen notoriamente sobre el margen de funcionamiento del sistema, tal es el caso del despacho de potencia activa de los grupos de generación o el deslastre de carga de determinadas áreas críticas. El despacho de potencia activa suele ser competencia de un Operador de mercado, dejando este tipo de actuaciones fuera del ámbito del OS, mientras que el deslastre de carga tiene la implicación negativa de dejar sin suministro a parte de la demanda. No obstante, el OS puede hacer

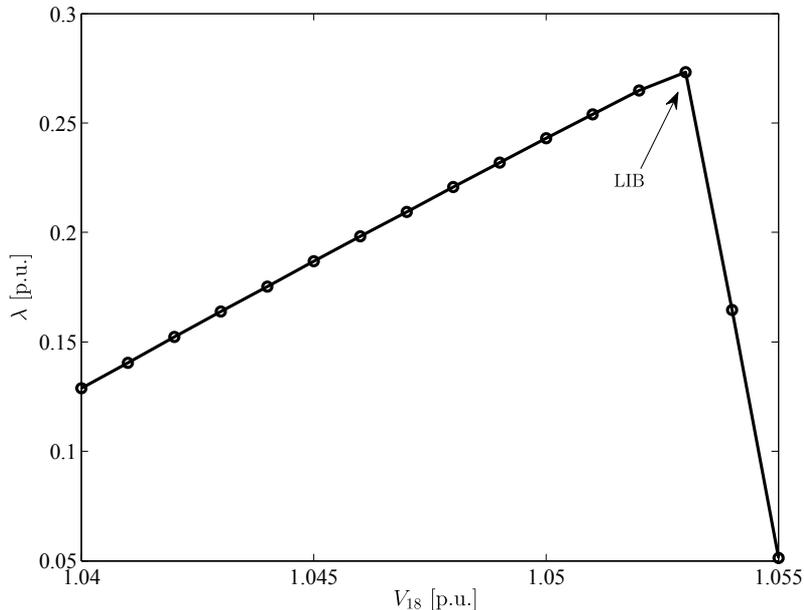


FIGURA 3.18 – Relación entre el margen de carga del sistema ( $\lambda$ ) y la tensión de consigna del generador conectado a la barra 18 de la red de 24 nudos.

uso de cualquiera de estas medidas en casos extremos para evitar el agravamiento de la situación.

Una técnica muy empleada para la determinación de las actuaciones más adecuadas para aumentar el margen de carga es el estudio de las sensibilidades del margen respecto a los parámetros de control [79, 63, 80], información que como se menciona en el apartado anterior puede obtenerse usando el autovector izquierdo correspondiente al autovalor singular del jacobiano.

En [68] se emplea un método similar pero basándose en la información obtenida por la descomposición en valores singulares de la matriz jacobiana, calculando las sensibilidades de los parámetros de control respecto al menor valor singular. En [67] se emplea información de un índice de segundo orden basado en el máximo valor singular de la inversa del jacobiano para determinar las actuaciones más convenientes.

En los trabajos [81, 82] se analiza la influencia de la regulación secundaria en el margen de carga del sistema, demostrando que una uniforme distribución de la generación de reactiva y el mantenimiento de una reserva de potencia reactiva en todos los generadores, de forma que ninguno alcance su límite de generación de potencia reactiva, permite mejorar el margen de carga disponible.

La mayor parte de las metodologías se basan en el empleo de técnicas de optimización para la determinación de las actuaciones que maximizan el margen de carga, basándose casi todas estas técnicas en el modelo expuesto en [83], donde se demuestra que la solución del problema de optimización emplea la misma información que proporciona el autovector izquierdo del jacobiano. Las técnicas de optimización tienen la ventaja de que permiten introducir en el modelo más restricciones que las relacionadas con la estabilidad de tensiones, como por ejemplo, la influencia del mercado, o los límites de operación del sistema. En el próximo capítulo se hace una revisión de las técnicas y modelos de optimización empleados.

### 3.13. Resumen del capítulo

En este capítulo se presentan los conceptos fundamentales del estudio de estabilidad de tensiones, empezando con la definición de estabilidad y la presentación a grandes rasgos de la problemática y de sus características.

A continuación se presenta el modelo matemático necesario para el estudio del problema empezando por las ecuaciones que describen el comportamiento del sistema. Dentro del ámbito del estudio de la estabilidad pueden emplearse distintos conjuntos de ecuaciones que representan en mayor o menor detalle las características de la red eléctrica y de los dispositivos conectados a la misma, dependiendo del rango temporal y de frecuencia en que se produzcan los fenómenos objeto de estudio. En este trabajo se emplean las ecuaciones del flujo de cargas, suficientes para modelar los fenómenos asociados a la estabilidad de tensiones en régimen estacionario. Por su parte, la demanda eléctrica se modela como cargas de potencia constante.

En el siguiente apartado se introduce el concepto de bifurcación, asociado al comportamiento de los sistemas no lineales, y se especifican las características de los tipos de bifurcación que ocasionan el fenómeno del colapso de tensiones. A continuación se comentan las técnicas más usuales para la determinación de los puntos de bifurcación.

En la segunda parte del capítulo se definen los márgenes de funcionamiento del sistema y se estudia el efecto que tienen la compensación de reactiva y las tomas variables de los transformadores sobre los mismos. A continuación se hace una revisión de los índices más empleados para representar la cercanía del punto de funcionamiento al margen de estabilidad.

Para finalizar, se introduce el análisis de sensibilidades como una herramienta que proporciona importante información sobre el comportamiento del sistema y, por último, se hace una revisión de las distintas metodologías desarrolladas hasta el momento para la mejora del margen de carga y de la seguridad del sistema.

## Capítulo 4

# Flujo óptimo de cargas con restricciones de seguridad de tensiones

### 4.1. Introduction

En este capítulo se repasan y detallan las técnicas necesarias para afrontar los problemas de optimización aplicados a los sistemas eléctricos de potencia.

El primer paso consiste en desarrollar el planteamiento matemático de cualquier problema de optimización para luego particularizarlo al caso de interés, los flujos óptimos de potencia, OPF (Optimal Power Flow) [84].

En el siguiente apartado se hace una breve reseña de los principales métodos de resolución de problemas de programación no lineal, NLP (Non linear programming), válidos para el tipo de OPF que se trata en esta tesis. A continuación se mencionan los algoritmos informáticos existentes que permiten resolver este tipo de problemas.

Los siguientes apartados tienen el objetivo de dirigir la atención hacia los OPF con aplicaciones en seguridad de tensiones, VSCOPF (Voltage Security Constrained OPF). Para finalizar se incluyen una serie de resultados obtenidos de aplicar el modelo anterior a varias redes de prueba.

## 4.2. Planteamiento matemático de un OPF

Las técnicas de optimización se caracterizan por ser muy versátiles y permitir modelar los más variados detalles de una realidad concreta. En general, cualquier problema de optimización consiste en una función objetivo, la cual describe una determinada magnitud cuyo valor debe ser maximizado o minimizado, y una serie de restricciones que definen el área dentro de la cual debe encontrarse la solución del problema. Esto puede escribirse como [85]:

$$\begin{aligned} & \max_u && f(x, u) \\ & \text{sujeto a} && \\ & && g(x, u) = 0 \\ & && h(x, u) \leq 0, \end{aligned} \tag{4.1}$$

donde  $x$  representa el vector de variables dependientes, y  $u$  el vector de variables de control o de decisión. Forman parte del grupo de variables dependientes, entre otros, las tensiones y ángulos nodales y las potencias reactivas de los generadores que controlan tensión. Las variables de control pueden ser distintas en función del objetivo del problema, generalmente suelen incluirse las generaciones de potencia activa y reactiva, las consignas de los nudos de tensión controlada, los intercambios de potencia, las tomas de los transformadores, etc.

La función escalar  $f(x, u)$  puede tomar distintas formas en función de cuál sea el objetivo del problema de optimización. A su vez, éste dependerá de diversas consideraciones. Por un lado, si se trata de obtener un estado óptimo de operación del sistema el objetivo puede ser, entre otros, la minimización de pérdidas, la reducción del coste de operación, el incremento de la seguridad, de la cargabilidad o mínimo número de reajustes de variables de control. Por otra parte, si se está abordando un problema de planificación, el objetivo es determinar los escenarios futuros óptimos para la evolución del sistema.

Las restricciones se han dividido en dos grupos, por una parte las de igualdad  $g(x, u)$ , formada por las  $2N$  (siendo  $N$  el número de barras del sistema) ecuaciones del flujo de cargas (3.7) y (3.8), y por otro las de desigualdad, donde se engloban una gran variedad de condicionantes que debe cumplir el sistema para su correcto funcionamiento. Dentro de este grupo pueden distinguirse las restricciones que modelan los límites físicos en las variables de control, como potencias activas y reactivas de los generadores, características de los transformadores, FACTS, etc, y las restricciones de operación que modelan los límites que se establecen para el correcto funcionamiento del sistema, por ejemplo las tensiones de los nudos y los flujos de potencia por las líneas. Debe aclararse en este punto que el modelo implementado en cualquier OPF está basado en condiciones de funcionamiento en régimen permanente.

Aparte de las anteriores hay otras consideraciones sobre el funcionamiento del sistema que deben ser tenidas en cuenta a la hora de modelar el problema, tal es el caso de los controles automáticos de los dispositivos (transformadores, FACTs,...). Igualmente, es necesario contemplar otras consideraciones prácticas, como son la preferencia por utilizar un tipo de controles sobre otros, o la restricción temporal en el número de actuaciones de control sobre el mismo dispositivo.

A la vista de las ecuaciones que conforman el modelo queda claro que se trata de un problema no lineal, para cuya resolución es necesario emplear técnicas denominadas NLP. Una consideración importante que debe hacerse a la hora de plantear el problema es la forma de modelar las variables discretas que realmente existen en un sistema eléctrico, tal es el caso de las tomas de los transformadores, que pueden tomar valores discretos pero de pequeña variación entre uno y otro. El caso de conexión o desconexión de líneas, generadores o reactancias también produce la aparición de variables discretas pero en este caso los escalones producidos son mayores. Para la resolución de este tipo de problemas es necesario emplear técnicas de programación no lineal con variable entera mixta, MINLP (del inglés, Mixed Integer Non Linear Programming).

En determinadas circunstancias, dependiendo del objetivo del problema y del grado de profundidad con el que se quiera modelar el sistema, es posible obviar las variables discretas y convertirlas en variables continuas, para a continuación aproximar su valor final al valor discreto más próximo al que se obtuvo como resultado del problema continuo. Tal es el caso del problema que se aborda en esta tesis, por lo cual toda la formulación se basará en el modelo de OPF continuo.

### 4.3. Métodos de resolución de aplicación a NLP

La mayor parte de los algoritmos existentes para la resolución de problemas de programación no lineal están basados en dos técnicas distintas, cada una de las cuales tiene distintas variantes. Éstas son las técnicas de barrera y los métodos de conjunto activo. Dentro del primer grupo destaca el método de *punto interior* (IPM, del inglés Interior Point Methods) mientras que dentro del segundo figuran la programación lineal secuencial (SLP, del inglés Sequential Linear Programming) y la programación cuadrática secuencial (SQP, del inglés Sequential Quadratic Programming).

Los métodos basados en SQP son de los primeros que se inventaron para afrontar problemas de tipo no lineal. Están basados en una aproximación cuadrática de la función objetivo y lineal para las restricciones en torno al punto en el cual se realiza la iteración. Existen dos variantes de este método. El método SQP con restricciones de igualdad (SEQP) se basa en la determinación *a priori*, en cada iteración, de las restricciones de desigualdad que restringen el área factible del problema. Éstas se convierten

en restricciones de igualdad mientras que aquellas que se consideran inactivas resultan ignoradas. En el segundo método, SQP con restricciones de desigualdad (SIQP), no se realiza una estimación del conjunto activo, por el contrario, se resuelve en cada iteración un problema con restricciones de desigualdad. La estimación del conjunto de restricciones activas en cada iteración resulta de especial relevancia en el método SEQP y es uno de sus principales inconvenientes.

Las técnicas de punto interior son, desde hace tiempo, las técnicas más ampliamente usadas para resolver problemas de optimización aplicados a sistemas eléctricos de potencia. Surgen a mitad de la década de los 50 y sufren su mayor desarrollo durante la década siguiente. Su aplicación a los sistemas de potencia se vio fuertemente potenciada por el trabajo de Karmarkar [86]. Este tipo de técnicas gestionan las restricciones de desigualdad a través de funciones de barrera logarítmica para resolver a continuación las condiciones de optimalidad de primer orden de KKT (Karush-Kuhn-Tucker) perturbadas por las funciones logarítmicas. Es importante en este método la gestión del parámetro de barrera, que debe ser conducido a cero de forma iterativa hasta alcanzar las condiciones de optimalidad.

Las técnicas de punto interior cuentan con las ventajas de gestionar de forma eficiente las restricciones de desigualdad usando funciones de barrera logarítmica, por otra parte, tienen una buena velocidad de convergencia y, por último, no requieren puntos de partida estrictamente factibles. Su campo de aplicación dentro de los sistemas eléctricos de potencia abarca los más diversos campos, desde despacho económico, minimización de pérdidas, minimización del deslastre de cargas hasta la maximización del margen de carga.

En el apéndice C se incluyen algunos de los principales paquetes comerciales para la resolución de problemas de programación no lineal. Todos ellos están basados en los métodos presentados en esta sección.

## 4.4. Clasificación de OPFs

El problema definido como OPF se basa en la aplicación de las técnicas de optimización vistas con anterioridad a los sistemas eléctricos de potencia. Esta tarea no es siempre fácil de llevar a cabo ya que las restricciones que se deben imponer a la operación de un sistema de potencia pueden ser difíciles de modelar, además del inconveniente que supone el elevado número de restricciones y variables que existen incluso en un sistema de pequeña dimensión.

Por otra parte, en ciertas aplicaciones es necesario introducir a la formulación del problema una cierta componente heurística para modelar ciertos requerimientos de operación. Esto lleva a una implementación iterativa del OPF, en la que se evalúa la solución

obtenida y, en caso de necesidad, se modifica el problema con el fin de obtener los resultados deseados.

Prestando atención a los algoritmos específicamente implementados para la resolución de OPF, éstos pueden clasificarse en dos grupos [1]:

- Algoritmos que diferencian el cálculo del flujo de cargas del problema de optimización. Un módulo especialmente dedicado al cálculo del flujo de cargas toma las variables de control como entrada y actualiza el estado del sistema. En este proceso se obtiene información útil para el módulo de optimización, éste normalmente basado en programación cuadrática o lineal, determina nuevos controles que llevan a un acercamiento al objetivo buscado.
- Algoritmos que integran las ecuaciones del flujo de cargas dentro del módulo de optimización, actualizando al mismo tiempo el estado del sistema y las variables de control. Por tanto, las restricciones de la red solo son cumplidas cuando el problema ha convergido.

La principal ventaja del primer grupo es que ofrecen la posibilidad de detener el problema en cualquier iteración obteniendo un estado del sistema factible aunque no óptimo, lo cual no es posible en el segundo grupo.

## 4.5. Métodos de resolución para OPF continuos

La herramienta que representa el OPF ocupa hoy en día un lugar fundamental en la planificación y operación de los sistemas de potencia. Las primeras aplicaciones de los problemas de optimización a estos sistemas se producen durante la década de los años 60 para ir progresivamente aumentando su uso por parte de los operadores.

Las primeras técnicas empleadas para resolver problemas OPF fueron los métodos del gradiente y de programación cuadrática secuencial (SQP). Ambos métodos han ido cayendo en desuso debido a la lentitud de convergencia (sobre todo el método del gradiente), y a la dificultad que presentan para identificar las restricciones de desigualdad activas en el punto de funcionamiento óptimo. Un importante avance en los métodos de resolución se produjo con la introducción del método de Newton para la solución del sistema de ecuaciones formado por las condiciones de optimalidad de KKT [87]. Sin embargo, este método adolece, al igual que los anteriores, del problema de la identificación del conjunto activo de restricciones en el punto óptimo.

A partir de los años 80 se producen grandes avances en los métodos de optimización de punto interior (IPM). Esto llevó a que tales métodos fueran implementados para la resolución de OPF hasta convertirse en las técnicas más usadas hoy en día. El éxito

de estos métodos radica básicamente en tres grandes ventajas. La primera es la fácil gestión de las restricciones de desigualdad empleando funciones de barrera logarítmica. La segunda es la velocidad de convergencia, y la última es que se consigue la convergencia aun partiendo de puntos de funcionamiento no factibles.

Existen varios algoritmos basados en IPM. El denominado primal-dual fue inicialmente empleado en OPF con el objetivo de minimizar las pérdidas de potencia activa [88, 89]. Posteriormente, otras técnicas que incluyen información de mayor orden han ido apareciendo. Entre ellas destaca el método predictor-corrector (PC) [90] y el predictor-corrector múltiple (MPC) [91]. Las ventajas de estos métodos radican en emplear la matriz Hessiana factorizada para obtener la mayor cantidad de información posible añadiendo escaso esfuerzo computacional al problema. En la práctica, la matriz factorizada se emplea para resolver problemas lineales que ayuden a encontrar una dirección de búsqueda más rápida y reducir así el número de iteraciones.

## 4.6. OPF con restricciones de seguridad de tensiones

El problema de optimización descrito por la ecuación (4.1) representa un único estado del sistema. El resultado de este problema será válido solo para un estado de carga y de topología del sistema. Para superar esta limitación se emplean modelos que tengan como restricciones diversos estados de la red, ya sea distintos niveles de carga o generación, o distintas topologías. La inclusión de estas restricciones permite asegurar que el resultado del problema cumplirá con los requerimientos de funcionamiento en distintos estados. El problema con estas características puede plantearse como sigue:

$$\begin{aligned}
 & \max_{u, u_c} \quad f(x, u) \\
 & \text{sujeto a} \\
 & \quad g(x, u) = 0 \\
 & \quad h(x, u) \leq 0 \\
 & \quad g(x_c, u_c) = 0 \\
 & \quad h(x_c, u_c) \leq 0,
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

donde las ecuaciones de igualdad,  $g$ , representan el balance de energía activa y reactiva en cada nudo del sistema, y las ecuaciones de desigualdad,  $h$ , representan los límites físicos y operacionales en las variables y controles del sistema. El subíndice  $c$  representa un estado diferente de funcionamiento.

El problema planteado anteriormente puede usarse para distintos objetivos. Si éste es el mantenimiento de la seguridad de tensiones respecto a las variaciones de carga, es decir, que exista un margen de aumento de carga lo suficientemente amplio hasta

llegar al colapso, el problema incluye como objetivo la maximización de éste margen, representándolo a través de un cierto parámetro  $\lambda$ . Este parámetro modela el nivel de carga del sistema, de este modo el problema puede formularse como sigue:

$$\begin{aligned}
 & \max_{u, u_c} \quad \lambda \\
 & \text{sujeto a} \\
 & \quad g(x, u) = 0 \\
 & \quad h(x, u) \leq 0 \\
 & \quad g(x_c, u_c, \lambda) = 0 \\
 & \quad h(x_c, u_c, \lambda) \leq 0.
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

La seguridad del sistema queda modelada por este problema por medio del margen que representa el parámetro  $\lambda$ , denotando  $P_c$  y  $Q_c$  a las potencias activa y reactiva del punto de máxima carga, puede escribirse:

$$\lambda = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} - \sqrt{P^2 + Q^2}. \tag{4.4}$$

La carga correspondiente a  $P_c$  y  $Q_c$  se denomina carga crítica ya que, para cualquier valor superior, se desencadena un colapso de tensiones. El objetivo es aumentar la “distancia” entre la carga de un determinado punto de funcionamiento y la carga crítica, cumpliendo con todas las restricciones, para permitir que el sistema tenga un margen suficiente de funcionamiento que le permita afrontar aumentos en la demanda.

Existen dos versiones de este problema, en función de que se permita o no un reajuste de las variables de control en el nuevo estado de funcionamiento. La versión en la cual no se permite tal reajuste ( $u = u_c$ ), representa una visión conservadora del problema, ya que la solución estará muy restringida, al obligar al sistema a funcionar usando los mismos controles en distintos niveles de carga, cuando el óptimo sería que las variables de control se ajustaran cada vez que cambia el estado del sistema.

Por otra parte, si se permite un reajuste de los controles ( $u \neq u_c$ ) el problema de optimización da como solución la máxima carga que el sistema puede soportar usando los recursos de control disponibles. Obviamente, la solución de esta segunda versión será mucho mayor que la que se obtiene con la primera, pero a costa de someter a los controles a fuertes reajustes para cada nivel de carga, lo cual es, sin duda alguna, totalmente imposible de llevar a la práctica. Una posible solución a este problema es añadir una nueva restricción al problema (4.3) que limite la variación que puedan sufrir los controles, tal restricción podría ser la siguiente:

$$|u_c - u| < \Delta u^{max}. \tag{4.5}$$

Otro planteamiento posible para este problema consiste en minimizar el coste de las actuaciones manteniendo un margen mínimo de seguridad. Este problema puede plasmarse en la siguiente formulación matemática:

$$\begin{aligned}
 & \min_{u, u_c} \quad C^T |u - u_c| \\
 & \text{sujeto a} \\
 & \quad g(x, u) = 0 \\
 & \quad h(x, u) \leq 0 \\
 & \quad g(x_c, u_c, \lambda) = 0 \\
 & \quad h(x_c, u_c, \lambda) \leq 0. \\
 & \quad \lambda \geq \lambda_{min},
 \end{aligned} \tag{4.6}$$

donde el vector  $C$  representa el coste asociado a cada tipo de actuación.

## 4.7. Resultados con redes de prueba

En este apartado se aplica el modelo de VSCOPF explicado anteriormente a 4 redes de prueba, de 5, 14, 24 y 118 nudos. Los parámetros y el estado inicial de las variables de control pueden obtenerse del Anexo A. Se muestran resultados para las dos versiones comentadas, manteniendo las variables de control en el mismo valor para los dos estados de la red (Caso 1), y permitiendo el cambio de dichas variables (Caso 2).

Las tablas que se muestran a continuación contienen los resultados obtenidos con cada una de las redes de prueba, y utilizando las dos versiones de VSCOPF según se explica en el apartado anterior. Para el Caso 2 se muestran dos columnas, la primera, denotada como “estado *op*”, se refiere al estado óptimo<sup>1</sup> de las variables de control en el punto de funcionamiento cuya seguridad pretende aumentarse. Por otra parte, la segunda columna, denominada “estado *c*”, se refiere al estado que deben tener las variables en el momento de alcanzarse la carga máxima o *crítica* sin que se viole ninguna restricción.

La tabla 4.1 muestra los resultados para la red de 5 nudos. El margen de carga resultante en el Caso 1 es del 43,5% y en el Caso 2 de 68,1%. Como es de esperar, según se comentó previamente, el margen que se obtiene en el Caso 2 es mayor que en el Caso 1, al permitirse en el primero un reajuste de los controles a medida que aumenta la carga.

Puede observarse que en ambos casos es conveniente mantener las tensiones de los dos generadores (figura 4.1) en su valor máximo, mientras que el resto de controles tienen una mayor variación en sus valores dependiendo del caso de que se trate.

---

<sup>1</sup>Este estado óptimo se refiere al estado de las variables que permite maximizar la carga del estado crítico.

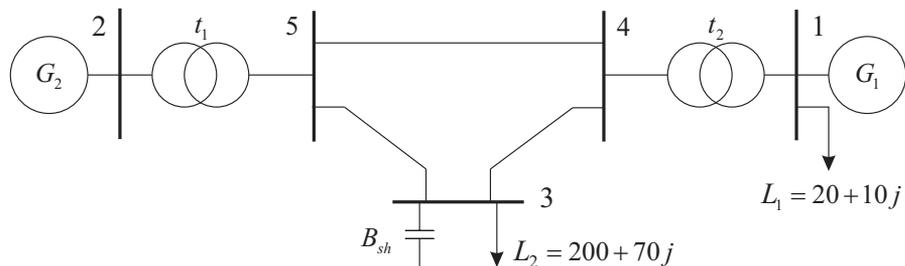


FIGURA 4.1 – Red de 5 nudos.

TABLA 4.1 – Red de 5 nudos: Variables de control resultantes.

Control	Caso 1	Caso 2	
		estado <i>op</i>	estado <i>c</i>
$V_1$	1.100	1.099	1.100
$V_2$	1.099	1.100	1.100
$B_{sh}$	0.500	0.070	0.500
$t_{2-5}$	1.009	0.994	0.900
$t_{4-1}$	0.979	1.000	1.031

TABLA 4.2 – Red de 14 nudos: Variables de control resultantes.

Control	Caso 1	Caso 2	
		estado <i>op</i>	estado <i>c</i>
$V_1$	1.100	1.100	1.100
$V_2$	1.052	1.034	1.029
$V_3$	0.989	0.969	0.945
$V_6$	1.093	0.974	1.067
$V_8$	1.100	1.075	1.100
$B_{sh}$	0.190	0.190	0.190
$t_{4-7}$	0.913	0.926	0.900
$t_{4-9}$	0.962	0.923	0.900
$t_{5-6}$	0.900	1.064	0.900
$t_{7-8}$	1.021	1.000	0.971
$t_{7-9}$	0.983	0.934	0.929

TABLA 4.3 – Red de 24 nudos: Variables de control resultantes.

Control	Caso 1	Caso 2	
		estado <i>op</i>	estado <i>c</i>
$V_1$	1.084	1.068	1.098
$V_2$	1.086	1.071	1.100
$V_7$	1.024	1.100	1.032
$V_{13}$	1.060	1.031	1.062
$V_{14}$	1.044	1.010	1.043
$V_{15}$	1.052	1.061	1.049
$V_{16}$	1.059	1.060	1.057
$V_{18}$	1.090	1.095	1.088
$V_{21}$	1.092	1.096	1.089
$V_{22}$	1.100	1.085	1.100
$V_{23}$	1.100	1.100	1.100
$t_{3-24}$	1.100	1.010	1.100
$t_{9-11}$	1.073	1.100	1.033
$t_{9-12}$	1.049	1.080	1.004
$t_{10-11}$	0.968	1.020	1.016
$t_{10-12}$	0.945	0.948	0.985

Por su parte, la tabla 4.2 muestra los resultados para la red test IEEE de 14 nudos. En este sistema los aumentos de carga que se alcanzan son del 51,2% y 66,7% para los Casos 1 y 2, respectivamente.

La tercera red estudiada es la red IEEE RTS de 24 nudos en el estado correspondiente a la hora 18. Se eligió este estado por corresponder con el de mayor consumo. Los resultados contenidos en la tabla 4.3 permiten obtener, para cada caso, sendos incrementos de carga del 28,9% y 30,3% respectivamente.

Puede comprobarse en esta red que el reajuste necesario entre los dos estados del caso 2 conlleva un cambio de referencia en prácticamente todos los controles del sistema. Situación que, extrapolada a una red de dimensiones reales, es totalmente impracticable.

Por último se emplea la red IEEE de 118 nudos. En este caso se obtienen unos incrementos de carga del 11,3% para el caso 1 y del 119% para el caso 2. Es notoria la diferencia que existe entre ambos casos. Esto se debe a que se trata de un sistema que contiene un número relativamente elevado de controles, lo cual permite una gran versatilidad a la hora de ajustarlos para lograr el objetivo planteado. Al igual que se comentó para la red de 24 nudos, reajustar un número tan elevado de controles es una opción que queda fuera de cualquier consideración en el ámbito de la operación en tiempo real.

Las tablas 4.4 a 4.6 reproducen el estado de las variables de control necesario en cada caso.

TABLA 4.4 – Red de 118 nudos: Consigna de tensión en nudos PV.

Control	Caso 1	Caso 2		Control	Caso 1	Caso 2	
		estado <i>op</i>	estado <i>c</i>			estado <i>op</i>	estado <i>c</i>
$V_1$	1.061	0.931	0.989	$V_{65}$	1.100	1.084	1.100
$V_4$	1.100	0.968	1.100	$V_{66}$	1.100	1.099	1.100
$V_6$	1.088	0.959	1.061	$V_{69}$	1.100	1.098	1.100
$V_8$	1.079	1.078	1.096	$V_{70}$	1.080	1.002	1.032
$V_{10}$	1.096	1.083	1.100	$V_{72}$	1.089	0.989	1.100
$V_{12}$	1.083	0.968	1.048	$V_{73}$	1.084	0.985	1.100
$V_{15}$	1.082	0.953	1.023	$V_{74}$	1.055	0.990	0.948
$V_{18}$	1.087	0.954	1.029	$V_{76}$	1.041	0.962	0.900
$V_{19}$	1.081	0.945	1.012	$V_{77}$	1.090	1.008	1.041
$V_{24}$	1.099	0.901	1.100	$V_{80}$	1.100	1.017	1.100
$V_{25}$	1.100	0.986	1.100	$V_{85}$	1.092	1.037	1.033
$V_{26}$	1.100	1.020	0.966	$V_{87}$	1.100	1.100	1.100
$V_{27}$	1.085	1.012	1.049	$V_{89}$	1.100	1.062	1.100
$V_{31}$	1.076	1.100	1.040	$V_{90}$	1.100	1.065	1.053
$V_{32}$	1.082	1.009	1.032	$V_{91}$	1.030	1.097	1.100
$V_{34}$	1.094	0.950	1.046	$V_{92}$	1.046	1.046	1.056
$V_{36}$	1.091	0.944	1.035	$V_{99}$	0.937	1.010	1.100
$V_{40}$	1.068	0.900	1.100	$V_{100}$	0.965	1.027	1.089
$V_{42}$	1.073	1.011	1.100	$V_{103}$	0.926	1.027	1.078
$V_{46}$	1.079	1.052	1.100	$V_{104}$	0.903	1.024	1.063
$V_{49}$	1.100	1.057	1.100	$V_{105}$	0.903	1.035	1.076
$V_{54}$	1.067	1.030	1.080	$V_{107}$	0.900	1.100	1.100
$V_{55}$	1.065	1.025	1.066	$V_{110}$	0.909	1.047	1.080
$V_{56}$	1.065	1.027	1.069	$V_{111}$	0.925	1.075	1.100
$V_{59}$	1.100	1.050	1.100	$V_{112}$	0.900	1.049	1.100
$V_{61}$	1.100	1.090	1.100	$V_{113}$	1.099	1.005	1.100
$V_{62}$	1.093	1.085	1.087	$V_{116}$	1.098	1.085	1.089

TABLA 4.5 – Red de 118 nudos: Consigna de batería de condensadores y reactancias paralelo.

Control	Caso 1	Caso 2	
		estado <i>op</i>	estado <i>c</i>
$B_{sh5}$	1.000	-0.384	1.000
$B_{sh34}$	0.000	0.169	1.000
$B_{sh37}$	0.416	-0.250	1.000
$B_{sh44}$	0.107	0.146	0.391
$B_{sh45}$	0.391	0.148	0.879
$B_{sh46}$	0.000	0.151	0.899
$B_{sh48}$	0.150	0.150	0.150
$B_{sh74}$	0.120	0.120	0.120
$B_{sh79}$	0.700	0.241	1.000
$B_{sh82}$	1.000	0.231	1.000
$B_{sh83}$	0.100	0.100	0.100
$B_{sh105}$	0.111	0.197	1.000
$B_{sh107}$	0.060	0.060	0.060
$B_{sh110}$	0.060	0.060	0.060

TABLA 4.6 – Red de 118 nudos: Tomas de transformadores.

Control	Caso 1	Caso 2	
		estado <i>op</i>	estado <i>c</i>
$t_{8-5}$	1.003	1.092	1.020
$t_{26-25}$	1.058	1.040	0.900
$t_{30-17}$	0.979	1.095	0.900
$t_{38-37}$	0.991	1.072	1.097
$t_{63-59}$	0.971	0.964	0.904
$t_{64-61}$	1.009	0.961	1.068
$t_{65-66}$	0.990	0.966	0.984
$t_{68-69}$	0.923	1.032	1.068
$t_{81-80}$	0.983	1.076	0.983

## 4.8. Resumen del capítulo

En este capítulo se introducen los conceptos de optimización y se aplican a los denominados flujos óptimos de carga. La primera parte está dedicada al planteamiento matemático de los problemas de optimización, seguida de una breve reseña de los métodos de resolución de problemas de optimización no lineal, los más habituales para afrontar un OPF. Al final de esta primera parte se enumeran los principales paquetes de software existentes para la resolución de problemas de optimización no lineal.

En la segunda parte del capítulo se clasifican los distintos tipos de OPF en función de las características que deseen modelarse de cada sistema y del objetivo de la optimización. Posteriormente, se explican brevemente los principales métodos de resolución de OPF de variable continua.

Por último, se presenta un tipo especial de OPF, el denominado OPF con restricciones de seguridad de tensiones (VSCOPF), de especial relevancia para el trabajo realizado en esta tesis, ya que representa una herramienta alternativa al método que se propone en el próximo capítulo. Como cierre se muestran los resultados que se obtienen de aplicar dos tipos de VSCOPF a las cuatro redes de test empleadas en este trabajo.



## Capítulo 5

# Actuaciones para el mantenimiento de la seguridad de tensiones ante cambios en la demanda

### 5.1. Introducción

En capítulos anteriores se ha hecho una descripción de la problemática asociada al control de tensiones y se han estudiado las diversas soluciones aplicadas en algunos de los principales sistemas eléctricos de nuestro entorno, además del español. También se ha mostrado el estado del arte en la materia y se han estudiado las herramientas matemáticas y de modelado que se emplean habitualmente para ayudar al operador del sistema a desempeñar su tarea.

En este capítulo se presentan las herramientas matemáticas en las cuales se basa el método propuesto de cálculo de actuaciones. Se parte de una descripción de la situación que debe afrontar el operador de red y se procede secuencialmente mostrando las técnicas empleadas para llegar a la solución propuesta. Ésta se expone en forma de un algoritmo que combina técnicas determinísticas con herramientas heurísticas que se apoyan en el conocimiento del sistema que posee el operador.

Cada vez que la demanda de un sistema eléctrico varía, éste se va encontrando con diversos tipos de límites en sus variables de operación. El cometido del operador es hacer posible que el sistema pueda seguir funcionando con la demanda esperada en un tiempo

futuro y con todos, o al menos la mayoría, de sus parámetros dentro de los márgenes factibles de funcionamiento.

En este capítulo se detalla cómo pueden emplearse una serie de herramientas para, partiendo de una situación conocida del sistema y disponiendo de una previsión de variación de la demanda, determinar qué actuaciones realizar sobre los parámetros de control para lograr el cometido anterior.

La primera opción que puede pensarse es utilizar el problema VSCOPF descrito en el capítulo anterior. Sin embargo, esta opción tiene varios inconvenientes que el trabajo realizado en esta tesis pretende solventar.

Por una parte, resolver un VSCOPF supone un esfuerzo computacional elevado, al tener que resolver dos flujos de potencia y permitirse la variación de todas las variables de control, que normalmente suponen un número muy elevado. Por otra parte, el flujo de potencia correspondiente al caso crítico está determinado siempre por límites de tipo SNB o LIB, cuando en realidad puede que el funcionamiento del sistema se encuentre muy alejado de dichos puntos. Además, un VSCOPF determinará unos valores para las variables de control que se ajustan al requerimiento de seguridad, pero no proporcionan más información relevante para la operación del sistema, como son los límites que se encontrará el sistema en su trayectoria de aumento de carga, o los primeros generadores que alcanzarán la saturación.

Debe mencionarse también como inconveniente el hecho de que la resolución de un VSCOPF constituye un procedimiento cerrado que genera unos resultados sin intervención o control por parte del operador. Esto ocasiona desconfianza por parte del mismo, que además tenderá a no hacer uso de esta herramienta.

Por último, el resultado de un VSCOPF no impone límite al número de actuaciones a realizar, por lo que normalmente ajustar el sistema a su resultado conlleva realizar un gran número de cambios en los controles.

La herramienta que se presenta en este capítulo propone una solución iterativa al problema planteado, donde el operador puede influir y tener una comprensión mejor del proceso de determinación de las actuaciones. Además, al plantear un incremento de carga esperado, se obtienen resultados útiles dentro de la franja de carga donde se espera que opere el sistema, sin necesidad de calcular el punto de colapso de tensiones. En cuanto al número de actuaciones, éstas serán las mínimas necesarias para acomodar el sistema a la evolución de la demanda. Esto se consigue calculando una actuación por iteración y ejecutando el problema tantas veces como sea necesario para alcanzar el objetivo.

El problema consiste pues, en determinar un número limitado de actuaciones sobre los parámetros de control que sean más efectivos. Se busca que, en lo posible, estas actuaciones no saturen los recursos de reactiva disponibles, sino por el contrario, contribuyan a una mejor distribución de los citados recursos en todo el sistema y durante el intervalo

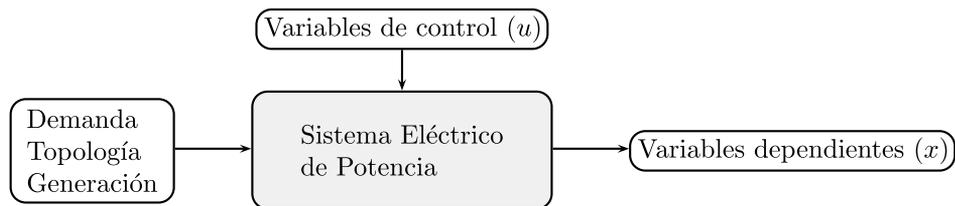


FIGURA 5.1 – Esquema entradas-salidas del sistema.

temporal en que se está produciendo la variación de la demanda.

Para lograr este cometido se ha desarrollado una herramienta que obtiene información del sistema linealizándolo en torno al punto de funcionamiento actual y futuro previsto. Esta información viene dada en forma de *sensibilidades*. Combinando adecuadamente las sensibilidades de la linealización del problema en el punto de funcionamiento actual y en los puntos de funcionamiento previstos en el futuro se obtiene la información necesaria para determinar qué actuaciones son las más efectivas para desplazar los límites del sistema. Estos límites deben alejarse lo suficiente para que, con la demanda prevista, se obtenga un estado de operación seguro, entendiendo éste como aquel estado en que el sistema dispone de suficientes recursos de reactiva para afrontar posibles contingencias.

## 5.2. Objetivos del método

En el trabajo realizado en esta tesis se supondrá siempre que el sistema parte de un punto de funcionamiento estable. En este punto el sistema se encuentra en una situación en la que todos sus parámetros están en un estado de funcionamiento normal, esto es, dentro de unos límites establecidos previamente como adecuados para el funcionamiento eficaz del sistema. Sin embargo, permanentemente se están produciendo perturbaciones que llevan al cambio en los parámetros. Estos cambios deben ser previstos y, en determinados casos, controlados convenientemente para evitar la aparición de situaciones que afecten a la seguridad. El tipo de perturbaciones que afectan a un sistema eléctrico de potencia es muy variado y de distintos orígenes. También son diversas las implicaciones que tienen esas perturbaciones y los efectos sobre el sistema. Por esto es necesario restringir el tipo de perturbaciones que se estudian en el trabajo realizado en esta tesis y definir el objetivo de los desarrollos que se presentan.

La figura 5.1 muestra un esquema que representa los parámetros que condicionan el funcionamiento del sistema y cuya variación produce un cambio en las variables dependientes ( $x$ ) del mismo. Las variables independientes ( $u$ ) son las actuaciones que pueden emplearse para regular el comportamiento del sistema y mantener las variables dependientes dentro de su banda de funcionamiento.

Los parámetros que condicionan el funcionamiento del sistema son:

**Demanda eléctrica de las cargas.** La demanda eléctrica se encuentra en permanente cambio, su evolución suele ser en forma suave aunque determinados eventos pueden provocar una variación brusca de la demanda, sobre todo de forma localizada en determinados puntos del sistema. Por ejemplo, fallos en líneas o transformadores en la red radial de distribución.

**Topología de la red.** El estado de la red en un momento determinado condiciona en gran manera la operación ya que provoca una distribución de potencias reactivas determinada que puede conllevar la necesidad de inyecciones de reactiva en determinadas zonas para evitar la aparición de tensiones muy altas o bajas. La desconexión intempestiva de líneas (contingencias) son fenómenos que conllevan el riesgo de aparición del fenómeno de colapso de tensiones al disminuir de forma abrupta la capacidad de transferencia de potencia del sistema. El método propuesto contempla la posibilidad de estudiar la evolución del sistema y determinar las actuaciones necesarias para llevar el sistema a un estado seguro.

**Generación de potencia activa.** Las barras donde se realiza la inyección de potencia activa afectan al comportamiento del sistema, y su variación hace necesario realizar actuaciones sobre las variables de control para evitar la aparición de violaciones. La desconexión abrupta de una unidad de generación también puede ser estudiada con el método propuesto como un caso más de contingencia. La ocurrencia de este hecho puede condicionar la seguridad del sistema por la aparición de un desequilibrio de potencia activa, siendo cometido del AGC eliminarlo. En este trabajo nos centramos en las consecuencias que la variación de generación de potencia activa tiene en el control de tensiones de la red.

La tabla 5.1 resume los tipos de variables presentes en el modelo del sistema. Las variables independientes o de control empleadas para realizar actuaciones, y que se contemplan en el trabajo realizado son las siguientes:

- Tensión de consigna de los grupos de generación ( $V_g$ ).
- Consigna de las tomas de los transformadores ( $t$ ).
- Reactancia de las baterías regulables de condensadores conectadas en determinados nudos de la red ( $B_{sh}$ ).

Las variables dependientes son aquellas que quedan fijadas para un estado dado del mismo, es decir, para un despacho de potencia activa y topología concretos, y para unas variables de control dadas. En particular, se corresponden con:

TABLA 5.1 – Tipo de variables de un sistema eléctrico.

Variables dependientes	Variables de control
Tensiones de barras PQ.	Tensión de consigna grupos de generación.
Ángulos de todos los nudos menos slack.	Consigna de tomas de transformadores regulables.
Generación potencia activa barra slack.	Baterías de condensadores y reactancias.
Generación potencia reactiva barras PV.	

- Tensiones de nudos PQ ( $V_l$ ).
- Ángulos de todos los nudos menos el slack ( $\theta_{i-s}$ ).
- Generación de potencia activa de la barra slack ( $P_s$ ).
- Generación de potencia reactiva de los nudos PV ( $Q_g$ ).

Las variables dependientes de un sistema eléctrico de potencia, así como las de control, están sujetas a límites físicos u operacionales que condicionan el funcionamiento del mismo. Límites físicos son aquellos que no pueden violarse en ningún momento y vienen impuestos por las características del equipamiento presente en la red. Son límites físicos los expresados por el diagrama de límite térmico de las máquinas síncronas, los valores discretos de las tomas de los transformadores y los bancos de reactancias o condensadores y la potencia activa máxima y mínima de los grupos de generación.

Por su lado, los límites operacionales son aquellos que vienen impuestos por motivos económicos, legislativos o por mantenimiento de la eficiencia y seguridad de la instalación. Estos límites pueden, bajo determinadas circunstancias y condiciones, ser violados durante cortos períodos de tiempo. Son límites operacionales, las tensiones máximas y mínimas de las barras del sistema (ya sean PV o PQ) y las intensidades máximas que pueden circular por los equipos (líneas, transformadores, FACTs, SVCs, etc). También podría decirse que el límite térmico es un límite físico, sin embargo, los equipos admiten su utilización en estado de sobrecarga durante períodos no demasiado prolongados de tiempo, por este motivo aquí se considera un límite de operación.

Como se ha comentado anteriormente, la variación de ciertos factores, ya sean externos o internos al sistema, como la demanda eléctrica o la topología de la red, afecta a las variables dependientes del mismo, como son las tensiones en barras PQ, ángulos y potencias reactivas generadas, etc. Si se dispone de una previsión de la variación de la carga para un instante de tiempo futuro, se pueden planificar las actuaciones necesarias para que el sistema continúe trabajando en un punto de funcionamiento normal, con todas sus variables dependientes dentro del margen de funcionamiento permitido, es decir, respetando los límites físicos y operacionales.

La previsión de carga del sistema puede provenir de diversas fuentes. En caso de existir un mercado liberalizado, de los resultados de éste pueden obtenerse datos medianamente válidos. Otra posibilidad es emplear métodos estadísticos junto con datos históricos. En el caso español, esta función corresponde a Red Eléctrica en su condición de Operador de Sistema, como tal debe elaborar previsiones de demanda mensual, semanal y diaria con desglose horario de la evolución (Procedimiento de Operación 2.1: Previsión de la demanda).

La duración de los intervalos de tiempo entre los que se realiza la previsión de actuaciones es un parámetro a tener en cuenta. Lo más habitual es que se realicen predicciones de demanda y generación hora a hora, sin embargo puede resultar interesante, en determinados momentos del día, el estudio de períodos de tiempo más cortos en los cuales el consumo eléctrico sufre grandes variaciones. Es en estos momentos cuando el control de tensiones reviste mayor importancia, y cuando más alto es el riesgo que implica la aparición de una contingencia.

El Operador del Sistema debe tener siempre bajo monitorización la reserva de recursos de potencia reactiva para hacer frente a los efectos del cambio de la demanda. Si la demanda tiende a aumentar las tensiones de las barras de consumo descenderán y el sistema necesitará de una mayor cantidad de potencia reactiva para mantener las tensiones de las barras dentro de los límites de operación impuestos. En este proceso ocurre que determinados generadores llegan a su límite máximo de producción de potencia reactiva; cuando esto ocurre la barra correspondiente pasa a comportarse como una barra PQ, donde la inyección de reactiva de las barras es conocida (la máxima potencia que pueden producir los grupos conectados a ella) y la tensión es variable. Este cambio en la situación del generador implica, además de la pérdida de un parámetro de control muy importante, la disminución de la capacidad del sistema para seguir asumiendo aumentos en la demanda. Cuando la tendencia de la demanda es hacia la disminución, el efecto sobre los grupos de generación es el contrario, pudiendo llegar ahora a su límite mínimo de producción de potencia reactiva, lo que también se traduciría en la conversión de su barra asociada en un nudo PQ.

En el caso español el Operador de Sistema (OS) tiene autoridad para decidir la consigna de los parámetros de control, bien por tratarse de controles que afectan a equipamientos propios de la red de transporte bajo su control directo, o bien porque puede ordenar a las compañías de distribución y generación la modificación de las consignas de los controles en su zona de operación.<sup>1</sup>

En este trabajo se estudia la evolución del sistema desde el punto de vista de las necesidades del OS y asumiendo las responsabilidades que le otorga la legislación española. Por

---

<sup>1</sup>Procedimientos de Operación del sistema eléctrico español. 7.4 - Control de tensiones en la red de transporte. 8.2 - Operación del sistema de producción y transporte. 8.3 - Control de tensiones. Disponibles en <http://www.ree.es>.

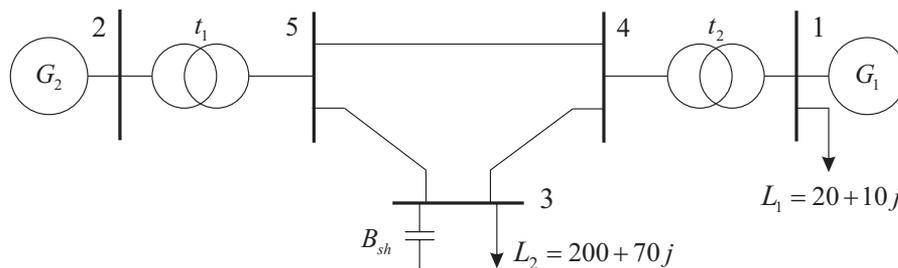


FIGURA 5.2 – Red de 5 barras y dos generadores.

esto los objetivos fundamentales del método propuesto radican en la monitorización y previsión de los límites que irán apareciendo en el sistema y en la determinación de las actuaciones necesarias para evitar la aparición de dichos límites, manteniendo al sistema dentro de una zona de operación segura.

Para una mejor comprensión de los siguientes apartados se empleará, a modo de ejemplo, los resultados que se obtienen con la red de 5 barras y 2 generadores (figura 5.2).

Las cargas de la red están en las barras 1 y 3 con valores de 20 y 200 MW respectivamente para la potencia activa y de 10 y 70 Mvar para la potencia reactiva.

Inicialmente las variables dependientes ( $\mathbf{x}$ ) de esta red son:

- Módulo de las tensiones de los nudos PQ:  $V_3$ ,  $V_4$  y  $V_5$ .
- Ángulo de las tensiones de todas las barras menos la slack (2):  $\theta_1$ ,  $\theta_3$ ,  $\theta_4$ ,  $\theta_5$ .
- Potencia reactiva de las barras PV:  $Q_{G1}$  y  $Q_{G2}$ .

A su vez, los parámetros de control ( $\mathbf{u}$ ) disponibles en el momento inicial son:

- Magnitud de la tensión de los nudos PV:  $V_1$  y  $V_2$ .
- Tomas de los transformadores:  $t_1$  y  $t_2$ .
- Susceptancia del banco de condensadores conectado al nudo 3:  $B_{sh3}$ .

### 5.3. Modelo de OPF empleado

Con el objetivo de determinar la máxima carga que puede absorber un sistema, cumpliendo con todas las restricciones, se plantea la utilización de un OPF. Las restricciones del problema pueden resumirse en:

- Balances de potencia activa y reactiva en todas las barras del sistema.
- Límites de potencia reactiva generada en las barras PV.
- Tensiones máximas y mínimas admisibles para la operación del sistema.
- Límites de potencia activa generada por las unidades de generación.
- Dirección de la variación de la generación de potencia activa (fijado por restricciones de mercado o de despacho económico, según corresponda al caso particular).
- Límites térmicos de las líneas eléctricas y transformadores.

La expresión matemática del problema es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{máx } \lambda \\
 & \text{s. a} \\
 & g_{P_i}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda) = 0, & \forall i \in \mathcal{I} & (5.1a) \\
 & g_{Q_i}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda) = 0, & \forall i \in \mathcal{I} & (5.1b) \\
 & Q_{G_g}^{\min} \leq Q_{G_g} \leq Q_{G_g}^{\max}, & \forall g \in G & (5.1c) \\
 & V_l^{\min} \leq V_l \leq V_l^{\max}, & \forall l \in L & (5.1d) \\
 & P_{G_g} = P_{G_g}^0 + k \cdot \Delta P_{G_g}, & \forall g \in G & (5.1e) \\
 & I_{ij}^2 \leq I_{ij}^{\max 2}, & \forall i, j \in \mathcal{I} & (5.1f) \\
 & \mathbf{u} = \mathbf{u}^*, & & (5.1g)
 \end{aligned}$$

donde,

$$\begin{aligned}
 \mathcal{I} & : \{i_1, i_2, \dots, i_i\} \equiv \text{barras del sistema,} \\
 G & : \{g_1, g_2, \dots, g_g\} \equiv \text{barras PV,} \\
 L & : \{l_1, l_2, \dots, l_l\} \equiv \text{barras PQ,} \\
 \mathbf{x} & = [\theta_i, V_l, Q_{G_g}, k] \equiv \text{variables dependientes,} \\
 \mathbf{u} & = [B_{sh}, t, V_g] \equiv \text{parámetros de control.}
 \end{aligned}$$

Las ecuaciones (5.1a) y (5.1b) representan el balance de potencia activa y reactiva, respectivamente, en cada una de las barras del sistema, y se corresponden con las expresiones indicadas en el apartado 3.4. Estas ecuaciones dependen de las variables dependientes del sistema ( $\mathbf{x}$ ), de los parámetros de control ( $\mathbf{u}$ ) y del estado de carga del sistema.

La ecuación (5.1c) impone los límites en la capacidad de generación de potencia reactiva de las barras PV, entendiéndose ésta independiente de la potencia activa generada por la máquina.

La ecuación (5.1d) impone los límites entre los que debe estar comprendida la tensión en las barras del sistema para cumplir con los requisitos del Operador del Sistema. En el caso español se impondrían los límites fijados por los procedimientos de operación (PO 1.1, 1.2 y 1.3).

La ecuación (5.1e) representa la dirección de incremento de la generación de potencia activa en cada barra del sistema con unidades de generación. La dirección de incremento  $\Delta P_{G_g}$  es una restricción que se define externamente al problema, viene generalmente definida por un despacho económico o por los resultados de un mercado. Aunque este factor influye en los resultados del OPF, en esta tesis no se considerarán redespachos de potencia activa como posibles actuaciones. Esto se debe a que se pretende actuar exclusivamente sobre controles de potencia reactiva.

La ecuación (5.1f) introduce los límites de flujo de intensidad por las líneas según la formulación expuesta por Ruíz Muñoz en [92].

La última ecuación (5.1g) introduce una importante característica a la formulación de este OPF, y es la de limitar a uno los grados de libertad del problema. Esto quiere decir que, si se incluye en el modelo, la única variable independiente que puede variar es  $\lambda$  ya que todos las demás deben permanecer en el valor fijado por la ecuación anterior.

Si la ecuación (5.1g) no está presente en el modelo, el OPF determinará el conjunto de variables independientes que permitirán al sistema llegar a su estado de máxima carga. Sin embargo, al no estar restringido el problema por un flujo de cargas en el estado inicial, como en el caso de un VSCOPF, este conjunto de variables independientes pueden no satisfacer las condiciones de operación del sistema para ese estado inicial. Como consecuencia, este estado del sistema no es de utilidad para la operación del sistema. Si, por el contrario, la anterior ecuación está presente, el parámetro  $\lambda$  aumentará hasta que el sistema alcance el primer límite, siendo necesario a partir de ese momento modificar el valor de algún parámetro de control para permitir que la carga siga aumentando. El nivel de carga al cual se produce el primer límite es la solución del OPF.

La potencia activa y reactiva conectada a cada barra del sistema correspondiente a un nivel de carga  $\lambda$  se determina según las ecuaciones (3.5) y (3.6) del capítulo 3. Cuando el OPF alcanza la solución óptima,  $L_i^*$  representa la carga que el sistema soporta en cada barra cuando se alcanza el límite que restringe esa solución. Este estado de carga se corresponderá con un valor crítico para el sistema ( $\lambda_{crit}$ ) y definirá la CMC para ese estado de las variables de control  $\mathbf{u}$ .

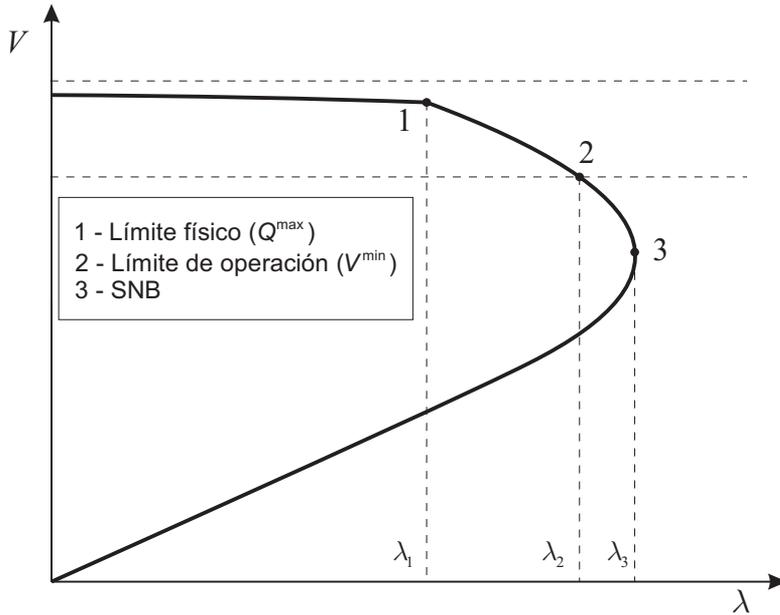


FIGURA 5.3 – Ejemplo de límites de un sistema de potencia reflejados en la curva potencia-tensión (P-V).

## 5.4. Límites del sistema a medida que aumenta la carga

Se puede deducir del análisis del OPF anterior que, cuando el problema converge a una solución, ésta se produce por la activación de alguno de los límites presentes en el problema y definidos por las ecuaciones (5.1a) a (5.1f). En general, para estados normales del sistema, las restricciones que se activan están relacionadas con los límites de los dispositivos presentes en la red (potencias activas o reactivas máximas, etc...).

Cuando el sistema se encuentra fuertemente cargado o en situaciones especiales, como varias líneas fuera de servicio, puede ocurrir que se alcance la frontera del área físicamente factible de funcionamiento, llegándose directamente a un límite correspondiente a una bifurcación SNB o LIB inestable.

En la Figura 5.3 la carga representada por  $\lambda_2$  es la máxima demanda que el sistema puede soportar manteniendo todos sus parámetros dentro de sus márgenes de funcionamiento. La carga representada por  $\lambda_3$  es la máxima demanda absoluta que el sistema puede soportar y representa el punto en el cual se produciría un colapso de tensiones, ya que para cualquier aumento en la demanda no existen puntos de funcionamiento posibles.

Si se analizan detenidamente los distintos límites que pueden aparecer en el sistema, y atendiendo a las consecuencias que producen estos límites pueden distinguirse dos casos:

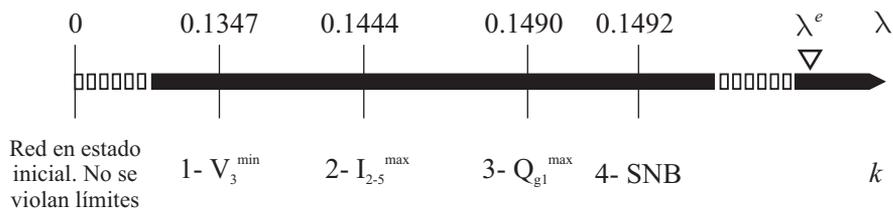


FIGURA 5.4 – Secuencia de aparición de límites en la red de 5 nudos.

**Límites estables:** Son aquellos que no provocan el colapso del sistema. Pueden ser tanto límites físicos como operacionales. A este grupo pertenecen las tensiones máximas y mínimas en las barras, las intensidades máximas por las líneas, los límites de generación de potencia activa de las unidades de producción y, por último, ciertos límites de producción de potencia reactiva (LIB estables).

**Límites críticos:** Estos límites provocan la inestabilidad del sistema y la aparición del fenómeno del colapso de tensiones. Se trata siempre de límites físicos y son las bifurcaciones de tipo SNB y LIB inestable.

Ejecutando el OPF propuesto de forma secuencial se pueden ir determinando los límites que van apareciendo en el sistema a medida que aumenta el parámetro  $\lambda$ , es decir, las demanda que soporta la red eléctrica. De esta forma se puede conocer qué generadores son los más próximos a llegar a límites, en qué barras aparecerán antes problemas con las tensiones, o qué generadores llegarán a su límite de potencia reactiva con cada estado de carga. Ésta es una información fundamental para el operador de la red, y le permitirá disponer de una visión más amplia a la hora de tomar decisiones sobre las actuaciones a adoptar en cada situación particular.

Aplicando lo anterior a la red de 5 nudos se obtienen los resultados que se comentan a continuación. La red parte de un estado en que todas sus variables están dentro de sus regiones factibles de operación. Las tensiones mínimas y máximas admisibles en los nudos de consumo son de 0,8 y 1,1 pu respectivamente. Estos valores no son usuales en la práctica pero se han impuesto para permitir un mayor rango de operación.

La figura 5.4 muestra la secuencia en que van apareciendo los límites a medida que la demanda del sistema aumenta. El aumento de carga se describe según las ecuaciones (3.5) y (3.6), bajo la suposición de que la dirección de incremento de la carga es igual a la carga inicial ( $\Delta L_l = L_l^{(0)}$ ).

Puede observarse que el primer límite en aparecer corresponde a la tensión de la barra 3, donde están conectadas gran parte de la cargas. Cuando la potencia activa demandada

en esa barra aumenta un 13,5% la tensión llega al valor mínimo fijado como aceptable para las barras de consumo.

A continuación, cuando la demanda del sistema aumenta un 14,4%, aparece un límite en la intensidad que pasa por el transformador 2 – 5 ( $t_1$ ). Para solventar este límite se permite que el generador  $G1$ , que inicialmente no aumenta su producción, pase a colaborar en el suministro de potencia. De esta forma se libera la sobrecarga en el transformador que limitaba el problema.

El siguiente límite se produce cuando el generador  $G1$  llega a su tope máximo de producción de potencia reactiva (100 Mvar), esto ocurre con una carga total del sistema de 252,78 MW. En ese momento la barra 1 pasa a comportarse como una barra PQ. Esto implica que la tensión de la barra 1 puede variar (se convierte en una variable dependiente), mientras que la reactiva inyectada en el nudo pasa a ser un parámetro fijo del problema.

Por último, cuando la potencia activa del sistema ha aumentado un 14,92% se alcanza un límite de tipo SNB, es decir, se produce un colapso de tensión motivado por la incapacidad del sistema de transmitir la potencia que se está consumiendo. A partir de esta carga ya no existen puntos factibles de funcionamiento.

## 5.5. Sensibilidad de la “cargabilidad” del sistema respecto a las variables de control

La función Lagrangiana asociada al problema de optimización planteado anteriormente es:

$$\mathcal{L}(\lambda, \mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{a}, \mathbf{b}) = \lambda + \mathbf{a}^T g(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda) + \mathbf{b}^T h(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda) \quad (5.2)$$

donde se ha denominado de forma genérica  $g$  a las ecuaciones de igualdad y  $h$  a las de desigualdad, siendo  $\mathbf{a}$  y  $\mathbf{b}$  los multiplicadores de Lagrange asociados a estas ecuaciones.

Las condiciones de optimalidad de primer orden establecen que, para que  $\mathbf{x}^*$  sea un óptimo del problema, se tienen que cumplir las ecuaciones:

$$\mathcal{L}_\lambda = 1 + \mathbf{a}^T g_\lambda(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda) + \mathbf{b}^T h_\lambda(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda) = 0, \quad (5.3)$$

$$\mathcal{L}_x = \mathbf{a}^T g_x(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda) + \mathbf{b}^T h_x(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda) = 0, \quad (5.4)$$

$$\mathcal{L}_a = g(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \lambda) = 0, \quad (5.5)$$

$$\text{Si } g_i < 0 \Rightarrow b_i = 0, \quad (5.6)$$

$$\text{Si } g_i = 0 \Rightarrow b_i > 0. \quad (5.7)$$

Las condiciones impuestas por las ecuaciones (5.3) a (5.7) constituyen un sistema no lineal cuya resolución proporciona la solución del problema de optimización.

El valor que se obtiene de calcular la derivada del lagrangiano respecto a los parámetros de control ( $\mathbf{u}$ ) en  $\mathbf{x}^*$  será, en general, distinto de 0, ya que los citados parámetros no forman parte del conjunto de variables del problema de optimización y la ecuación  $\nabla_{\mathbf{u}}\mathcal{L} = 0$  no participa del sistema de ecuaciones descrito anteriormente.

La ecuación:

$$\mathcal{L}_{\mathbf{u}}(\mathbf{x}^*, \mathbf{u}, \lambda, \mathbf{a}, \mathbf{b}) = \mathbf{a}^T g_{\mathbf{u}}(\mathbf{x}^*, \mathbf{u}, \lambda) + \mathbf{b}^T h_{\mathbf{u}}(\mathbf{x}^*, \mathbf{u}, \lambda) \neq 0, \quad (5.8)$$

es el gradiente reducido de las ecuaciones que describen el problema de optimización con respecto a los parámetros de control. Contiene importante información para inferir la evolución del sistema cuando se cambian los valores de los parámetros de control.

Si  $\mathcal{L}^*$  es el Lagrangiano del problema en un punto de optimalidad (donde se cumple  $\mathbf{x} = \mathbf{x}^*$ ) es fácil observar que, al ser un punto en el que todas las restricciones deben cumplirse, se obtiene:

$$\mathcal{L}^* = \lambda + \underbrace{\mathbf{a}^T g(\mathbf{x}^*, \mathbf{u}, \lambda)}_0 + \underbrace{\mathbf{b}^T h(\mathbf{x}^*, \mathbf{u}, \lambda)}_0 = \lambda. \quad (5.9)$$

Es decir, el Lagrangiano en un punto de optimalidad representa el valor del aumento de carga en ese punto. Por tanto, la información suministrada por  $\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \mathbf{u}}$  es el cambio esperado en  $\lambda$  cuando se produce una pequeña variación  $d\mathbf{u}$  en los parámetros de control.

A pesar de que las ecuaciones que describen el sistema eléctrico son fuertemente no lineales, Greene *et al* demuestran en [63] y [75] que en general, y siempre que no se alteren las restricciones que definen al problema debido a la aparición de límites, se puede suponer que la respuesta del sistema a variaciones en los parámetros de control es aproximadamente lineal. Esto permite utilizar los resultados de la ecuación (5.9) para determinar el nuevo valor de  $\lambda$  cuando se producen variaciones no excesivamente grandes en los parámetros de control ( $\Delta \mathbf{u}$ ).

La secuencia de soluciones  $\mathcal{L}^*$  proporciona el nivel de carga al que se produce cada uno de los límites  $k$  del sistema (el límite concreto puede saberse atendiendo al multiplicador de Lagrange  $b_i$  que tiene valor distinto de cero). Según esto, la sensibilidad  $\left. \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \mathbf{u}} \right|_k$  expresa la capacidad del conjunto de parámetros ( $\mathbf{u}$ ) de desplazar ese límite a distintos valores de demanda del sistema. El vector que contiene la información de estas sensibilidades para el límite  $k$  se denomina  $M^k$ .

En la tabla 5.2 se muestran las sensibilidades  $M^k$  de los parámetros de control  $\mathbf{u}$  de la red de 5 barras, obtenidas para cada uno de los límites  $k$  con los que se encuentra el sistema hasta llegar al colapso de tensiones.

La columna 1 indica las sensibilidades de los parámetros de control para desplazar el límite en la tensión de la barra 3 hacia valores mayores de demanda. Puede comprobarse

TABLA 5.2 – Sensibilidades de los parámetros de control en los distintos límites de la red de 5 nudos ( $M$ ).

Límite $k$		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
$\lambda$		0,1347	0,1444	0,1490	0,1492
Tipo		$V_3^{min}$	$I_{2-5}^{max}$	$Q_{g1}^{max}$	$SNB$
$u$	$t_1$	-1,4051	-1,1981	-1,9919	-1,9219
	$t_2$	1,5262	0,7748	-0,1285	-0,0343
	$B_{sh3}$	0,3310	0,1160	0,2788	0,2714
	$V_1$	1,5555	0,7950	-0,0944	0,0000
	$V_2$	1,4051	0,4180	1,9919	1,9219

que el parámetro que más afecta a este límite es la tensión del generador 1, seguido por la toma del transformador 2, la toma del transformador 1 y la tensión del generador 2 y, por último, la susceptancia paralelo conectada a la barra 3. El signo de la sensibilidad indica la dirección en que debe moverse el parámetro para lograr un aumento en la carga. Así, si el signo es negativo, la dirección debe ser hacia valores más pequeños del parámetro, y si es positivo hacía valores mayores.

Debe remarcarse que estas sensibilidades afectan al límite en el punto en que fueron calculadas. Por ejemplo, si el objetivo es aumentar el valor de la carga al cual se produce el límite en la potencia reactiva del generador 1 deben emplearse los valores de sensibilidades de la tercera columna.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que estos resultados son solo válidos mientras no se modifique el conjunto de restricciones activas en el problema. Por ejemplo, que ningún generador llegue a límite de generación de reactiva. Si esto ocurriera, debería recalcularse la solución del OPF.

Los valores de la última columna corresponden al límite impuesto por el colapso de tensiones (SNB). Son los valores de sensibilidad utilizados clásicamente en los estudios de estabilidad de tensiones para aumentar el margen de carga del sistema [79, 83]. Son valores de gran utilidad cuando el sistema se encuentra en las proximidades del colapso, ya que proporcionan las actuaciones más convenientes en esa situación. Permiten calcular también índices que muestran la cercanía al colapso de tensiones, tal y como se describe en el apartado 3.10. Sin embargo, no son los índices más adecuados para determinar las actuaciones a realizar cuando el sistema se encuentra en un estado relativamente seguro, y el interés no radica en aumentar el margen al colapso de tensiones, sino más bien, en lograr que el sistema tenga la suficiente flexibilidad en el nuevo punto de funcionamiento para afrontar la evolución futura con la mayor reserva de recursos de reactiva posible.

## 5.6. Sensibilidad de las variables dependientes respecto a las variables de control

El conocimiento de las sensibilidades de los parámetros de control da una idea de aquéllos que tienen mayor influencia en la afectación del estado de carga y de la dirección en que deben moverse, sin embargo, no es suficiente para determinar qué parámetros son los que tienen mayor capacidad de actuación.

El operador de red debe preparar el sistema para soportar un aumento de carga determinado. Ya se ha calculado qué parámetros son los que tienen mayor sensibilidad para lograr este objetivo, sin embargo esa sensibilidad se calcula en un punto de funcionamiento que corresponde a un momento futuro mientras que el operador debe realizar las actuaciones antes de que se produzcan las variaciones en la carga.

Para determinar qué parámetros modificar, tiene que comprobar antes que ese movimiento no afecta de forma significativa al funcionamiento del sistema en el momento en que se produce la actuación, es decir, con la demanda inicial. Por ejemplo, si decide subir la tensión de consigna de un generador, debe comprobar que no se obtienen tensiones excesivamente altas en las barras cercanas, y que ese generador tenga suficiente margen de potencia reactiva para afrontar ese aumento.

Por el motivo expuesto en el párrafo anterior, las actuaciones sobre los parámetros de control quedan limitadas por su efecto sobre las variables del sistema cuando todavía no se han modificado las cargas. Este efecto puede ser determinado realizando una linealización de las ecuaciones que describen el sistema eléctrico en torno al punto de funcionamiento inicial ( $\mathbf{x}^0$ ).

El primer término del desarrollo de Taylor de las ecuaciones de balance de potencia  $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$  en torno al punto de funcionamiento proporciona:

$$g_x(\mathbf{x}, \mathbf{u})(\mathbf{x} - \mathbf{x}^0) + g_u(\mathbf{x}, \mathbf{u})(\mathbf{u} - \mathbf{u}^0) = 0, \quad (5.10)$$

reordenando términos y denominando  $\Delta \mathbf{x}$  a  $(\mathbf{x} - \mathbf{x}^0)$  y  $\Delta \mathbf{u}$  a  $(\mathbf{u} - \mathbf{u}^0)$ , se obtiene:

$$\Delta \mathbf{x} = -g_x^{-1} \cdot g_u \cdot \Delta \mathbf{u} = S_{[x,u]} \Delta \mathbf{u}. \quad (5.11)$$

La ecuación (5.11) representa la variación que se produce en las variables dependientes del sistema cuando se realiza un cambio en el vector de parámetros de control. Estas variaciones son válidas si la carga del sistema permanece inalterada y si las variaciones de los parámetros son lo suficientemente pequeñas para que la no linealidad de las ecuaciones no sea relevante.

Los datos necesarios para calcular la matriz S se obtienen del resultado de un flujo de cargas realizado con el estado de demanda inicial de la red.

TABLA 5.3 – Sistema en estado de carga inicial. Matriz de sensibilidades  $S$  (pu/pu).

	$t_1$	$t_2$	$B_{sh3}$	$V_1$	$V_2$
$V_3$	-0,8807	0,9943	0,2457	0,9841	0,8807
$V_4$	-0,2623	0,8989	0,0333	0,8896	0,2623
$V_5$	-0,7379	0,5304	0,0597	0,5250	0,7379
$Q_1$	6,8706	3,4595	-0,8715	3,3233	-6,8706
$Q_2$	-3,2385	-6,6124	-0,7438	-6,5443	3,2385

Cada columna de la tabla 5.3 representa la relación existente entre el parámetro de control correspondiente a la primera columna y la totalidad de las variables dependientes del sistema.

Por ejemplo, la influencia de  $t_1$  viene dada por:

$$\begin{aligned}
 \Delta V_3 &= -0,8807 \Delta t_1, \\
 \Delta V_4 &= -0,2623 \Delta t_1, \\
 \Delta V_5 &= -0,7379 \Delta t_1, \\
 \Delta Q_1 &= 6,8706 \Delta t_1, \\
 \Delta Q_2 &= -3,2385 \Delta t_1.
 \end{aligned}$$

Esto evidencia la gran influencia que este parámetro tiene sobre la reactiva generada por el generador  $G_1$ , mientras que ésta es bastante pequeña en la tensión de la barra 4 ( $V_4$ ).

## 5.7. Máxima variación posible de las variables de control

Empleando la información que se obtiene en el apartado anterior puede determinarse la mayor variación que es posible realizar en cada parámetro de control que no provocará la violación de ningún límite del sistema con el estado de carga inicial. Para esto es necesario conocer los márgenes de que dispone cada variable dependiente [93],

$$\begin{aligned}
 \Delta \mathbf{x}^{max} &= \mathbf{x}^{max} - \mathbf{x}^0, \\
 \Delta \mathbf{x}^{min} &= \mathbf{x}^{min} - \mathbf{x}^0.
 \end{aligned}$$

Para conocer la influencia de un parámetro de control  $u_j$  se hace 0 el valor de los incrementos del resto de parámetros. De esta forma, la influencia de  $u_j$  en  $x_i$  viene dada

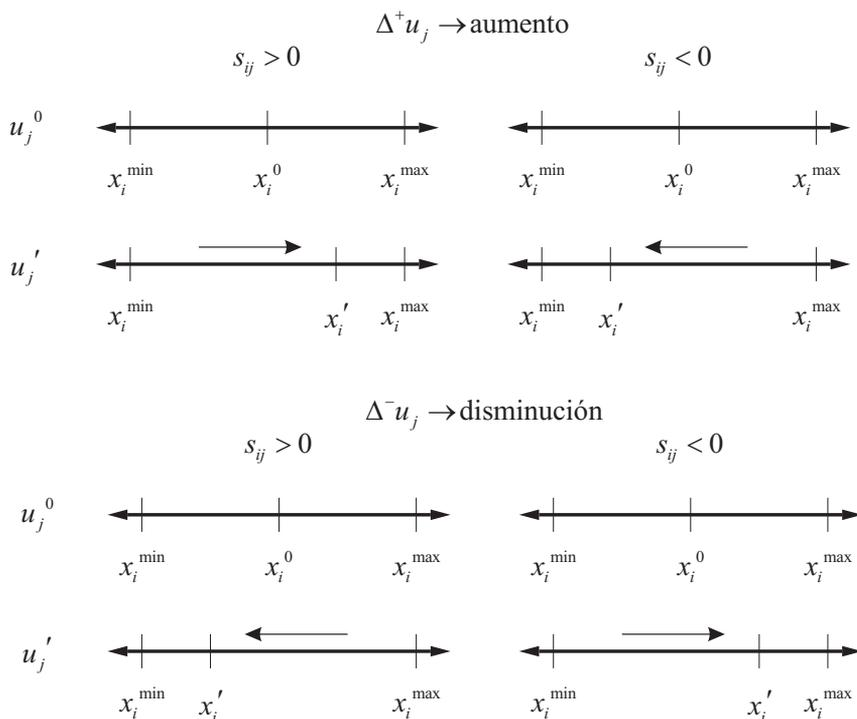


FIGURA 5.5 – Influencia de un parámetro de control  $u_j$  sobre una variable dependiente  $x_i$ .

por:

$$\Delta x_i = s_{ij} \Delta u_j.$$

En función de la dirección de movimiento de  $u$  y del signo de  $s_{ij}$  se tienen los siguientes casos (figura 5.5):

- 1)  $s_{ij} > 0$ , dirección  $\Delta u_j$ : aumento  $\rightarrow \Delta^+ u_j^{\max} = \min \left\{ \frac{\Delta x^{\max}}{s_{ij}}, u_j^{\max} - u_j^0 \right\}$
- 2)  $s_{ij} < 0$ , dirección  $\Delta u_j$ : aumento  $\rightarrow \Delta^+ u_j^{\max} = \min \left\{ \frac{\Delta x^{\min}}{s_{ij}}, u_j^{\max} - u_j^0 \right\}$
- 3)  $s_{ij} > 0$ , dirección  $\Delta u_j$ : disminución  $\rightarrow \Delta^- u_j^{\max} = \max \left\{ \frac{\Delta x^{\min}}{s_{ij}}, u_j^{\min} - u_j^0 \right\}$
- 4)  $s_{ij} < 0$ , dirección  $\Delta u_j$ : disminución  $\rightarrow \Delta^- u_j^{\max} = \max \left\{ \frac{\Delta x^{\max}}{s_{ij}}, u_j^{\min} - u_j^0 \right\}$

Si siguiendo este método se obtienen las máximas variaciones en los parámetros de

TABLA 5.4 – Máxima variación de los parámetros de control de la red de 5 nudos.

	$\Delta^+ u^{max}$	limitado por	$\Delta^- u^{max}$	limitado por
$t_1$	0,0674	$Q_1$	-0,1000	$t_1$
$t_2$	0,0767	$V_4$	-0,0934	$V_3$
$B_{sh3}$	0,4300	$B_{sh3}$	-0,0700	$B_{sh3}$
$V_1$	0,0500	$V_1$	-0,0944	$V_3$
$V_2$	0,1000	$V_2$	-0,0674	$Q_2$

control para la red de test de 5 nudos.  $\Delta^+ u^{max}$  se refiere a sentido creciente del parámetro de control y  $\Delta^- u^{max}$  a variaciones en sentido decreciente (tabla 5.4).

Como puede comprobarse en la tabla 5.4 la máxima variación, tanto positiva como negativa, de los parámetros de control puede estar limitada ya sea por la violación de un límite de una variable dependiente o por el límite físico impuesto por el propio parámetro.

## 5.8. Eficiencia de las actuaciones para aumentar la “cargabilidad” del sistema

Combinando la información obtenida en los apartados anteriores puede elaborarse un índice que proporcione la eficiencia de cada parámetro de control en lograr el objetivo marcado [93, 94]. A modo de recordatorio debe comentarse que este objetivo no es más que lograr que el sistema funcione en el nuevo estado de carga respetando todos los límites operativos, y con la mayor reserva posible de recursos de reactiva.

En el apartado 5.5 se explica cómo pueden obtenerse las sensibilidades de los parámetros de control respecto a la carga en los puntos en que el sistema llega a algún límite. Son precisamente estos límites los que interesa alejar de los estados de carga a los que es previsible llegar en un futuro próximo.

En el apartado 5.7 se muestra cómo puede calcularse la máxima variación que las restricciones físicas y operativas del sistema permiten realizar en los parámetros de control con el sistema en un estado conocido de carga.

Combinando ambas informaciones se calcula un coeficiente de eficiencia (CE) para

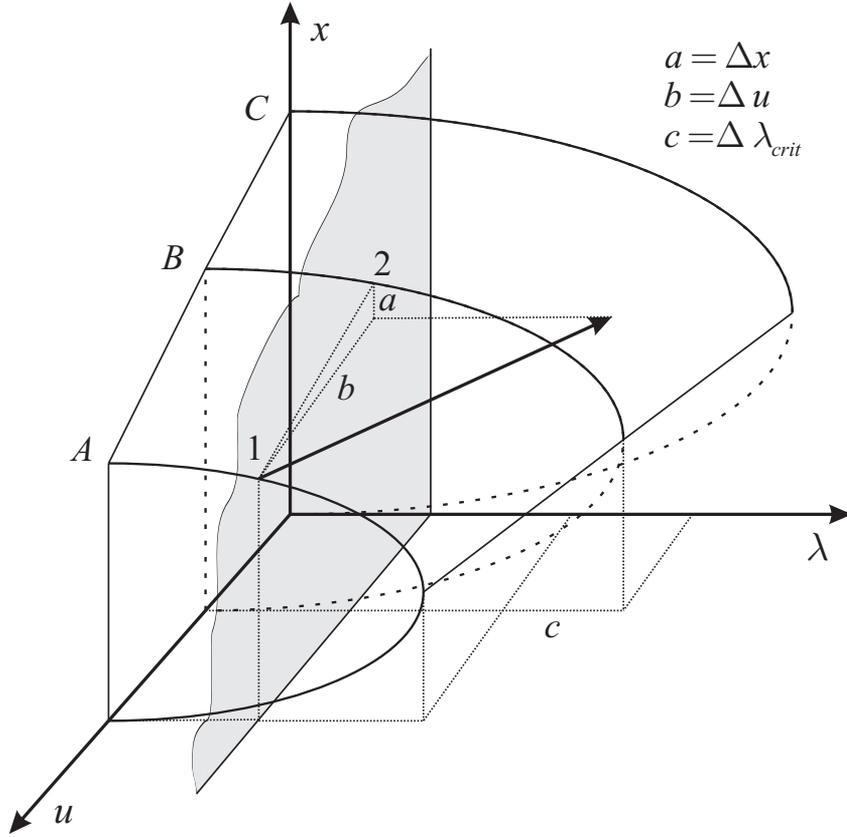


FIGURA 5.6 – Interpretación del cambio producido en el sistema al variar un parámetro de control.

cada uno de los  $j$  parámetros de control:

$$CE_j = \begin{cases} \left. \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial u_j} \right|_k \cdot \Delta^+ u_j^{max}, & \text{si } \left. \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial u_j} \right|_k \geq 0 \\ \left. \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial u_j} \right|_k \cdot \Delta^- u_j^{max}, & \text{si } \left. \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial u_j} \right|_k < 0 \end{cases} \quad (5.12)$$

El CE representa la capacidad de cada parámetro de control para aumentar la cargabilidad del sistema con los márgenes de actuación que tiene cada uno en el caso base.

El valor de  $\left. \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial u_j} \right|_k$  proporciona la sensibilidad de los parámetros de control en uno de los límites  $k$  que se alcanzan en la red cuando la demanda del sistema varía. Normalmente se procede de forma secuencial, calculando las actuaciones necesarias para mover el primer límite, posteriormente el segundo, y así sucesivamente. Sin embargo puede haber casos en los que la violación de un límite determinado no se considere importante, entonces se

TABLA 5.5 – Ranking del  $CE$  de los parámetros de control de la red de 5 nudos.

Orden	Parámetro	$CE$	Dirección
<b>1</b>	$B_{sh3}$	0,14231	↑
<b>2</b>	$t_1$	0,14051	↓
<b>3</b>	$V_2$	0,14051	↑
<b>4</b>	$t_2$	0,11711	↑
<b>5</b>	$V_1$	0,07777	↑

obviaría éste y se procedería con los siguientes que sean considerados importantes para el funcionamiento del sistema.

A partir de estos datos puede elaborarse una tabla en la que se ordenan los índices  $CE_k$  de mayor a menor, siendo el primero de la lista el parámetro que, a priori, es más conveniente utilizar para desplazar el límite que está siendo objeto de estudio a valores distintos de demanda de potencia del sistema.

Nótese que  $CE$  representa el incremento de cargabilidad que se obtiene con el máximo incremento admisible del valor de cada parámetro de control  $u$ , calculado éste teniendo en cuenta los límites del propio parámetro  $u$  y de las variables dependientes  $x$ . De esta forma, los  $CE$  se pueden comparar entre sí pese a corresponder a parámetros de control física y matemáticamente distintos.

La tabla 5.5 muestra el valor del mencionado índice para los parámetros de control de la red de 5 barras. Este índice está calculado con un valor de  $\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial u_j}$  correspondiente al primer límite con que se encuentra el sistema, el cual, según la figura 5.4 corresponde a la llegada al valor mínimo de la tensión de la barra 3, situación que se da con un incremento de carga de 29,63 MW.

Con esta información puede seleccionarse el parámetro de control que conviene modificar, pero todavía queda por determinar la magnitud de la actuación. Para esto se emplea el OPF descrito en el apartado 5.3 dejando variar el parámetro de control elegido, esto es, quitando el parámetro  $u_j$  seleccionado del vector  $\mathbf{u}$ . Esto permite que el OPF calcule el mejor valor para el parámetro de control que está siendo empleado.

La magnitud de la actuación también podría calcularse con una aproximación lineal usando  $\frac{\partial \lambda}{\partial u_j} = \frac{\Delta \lambda}{\Delta u_j}$ , sin embargo la no linealidad del problema lo desaconseja.

La Figura 5.6 muestra una interpretación de la información que se obtiene siguiendo los procedimientos descritos en los apartados anteriores. La curva  $A$  representa la evolución inicial del sistema, para unos valores de controles  $u^0$ . El punto 1 es un límite que se alcanza durante el aumento de la demanda del sistema. La ecuación (5.8) puede interpre-

tarse como el vector que indica la dirección óptima para el incremento de la cargabilidad. La proyección de este vector sobre cada eje de variable independiente dará la magnitud de la actuación necesaria sobre esa variable (magnitud  $b$ ). Una vez realizada una actuación sobre un control el sistema cambiará de trayectoria, pasando ahora a moverse a lo largo de la curva  $B$ . La magnitud  $a$  representa el cambio que se produce en esta nueva situación en una variable dependiente ( $\Delta x$ ). Mientras que la magnitud  $c$  indica el incremento en la cargabilidad del sistema que se produce con la actuación realizada. Nótese que  $b$  ( $\Delta u$ ) está limitado por  $a$  ( $\Delta x$ ) para evitar violaciones de límites en el caso base.

## 5.9. Actuaciones óptimas para afrontar cambios en la demanda

A continuación se presenta el método propuesto para seleccionar un conjunto reducido de actuaciones que permitan al sistema funcionar de forma segura, con todas sus variables y parámetros dentro de límites, y con un margen de cargabilidad adecuado. El caso más desfavorable tendrá lugar a ciertas horas del día en las que se producen fuertes variaciones de la demanda, ya que las variables del sistema cambiarán bruscamente obligando al OS a adelantarse a estos cambios aplicando las actuaciones necesarias. Es, por tanto, el objetivo fundamental de este apartado describir el algoritmo diseñado para la consecución de este objetivo. El sistema debe funcionar respetando todos los límites en el momento futuro, pero también en el momento actual, que es cuando el operador realiza las actuaciones.

El algoritmo se inicia en un punto determinado del tiempo en el que se tiene una situación conocida de la red eléctrica, y aplica las herramientas descritas en los apartados anteriores para determinar el índice  $CE$  de cada uno de los parámetros de control. Este índice proporciona al operador una idea de la eficiencia de una determinada actuación para aumentar el margen de carga. Esta parte del algoritmo es totalmente determinística pues el resultado del índice calculado se obtiene de la linealización de las ecuaciones del sistema y del resultado de un OPF particular. Sin embargo, es conveniente, en determinadas circunstancias, permitir al operador la toma de decisiones basadas en su propia experiencia en la operación de la red ya que, aunque en un determinado momento un parámetro de control tenga una  $CE$  alta que aconseje su utilización, puede ocurrir que no sea realmente la mejor actuación si se tienen en cuenta otros factores que no es posible incluir en el modelo matemático.

En la figura 5.7 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo propuesto que se pasa a detallar. Como paso previo, ([P0]), se establecen el patrón de aumento de carga en cada barra de la red ( $\Delta L_i$ ), la forma en que la generación asume el incremento de demanda y la carga futura esperada ( $\lambda^e$ ). Como se ha comentado anteriormente, estos datos pueden provenir de previsiones del propio Operador o del Operador del Mercado. De igual forma, debe fijarse el objetivo de margen de carga a mantener como medida de seguridad en

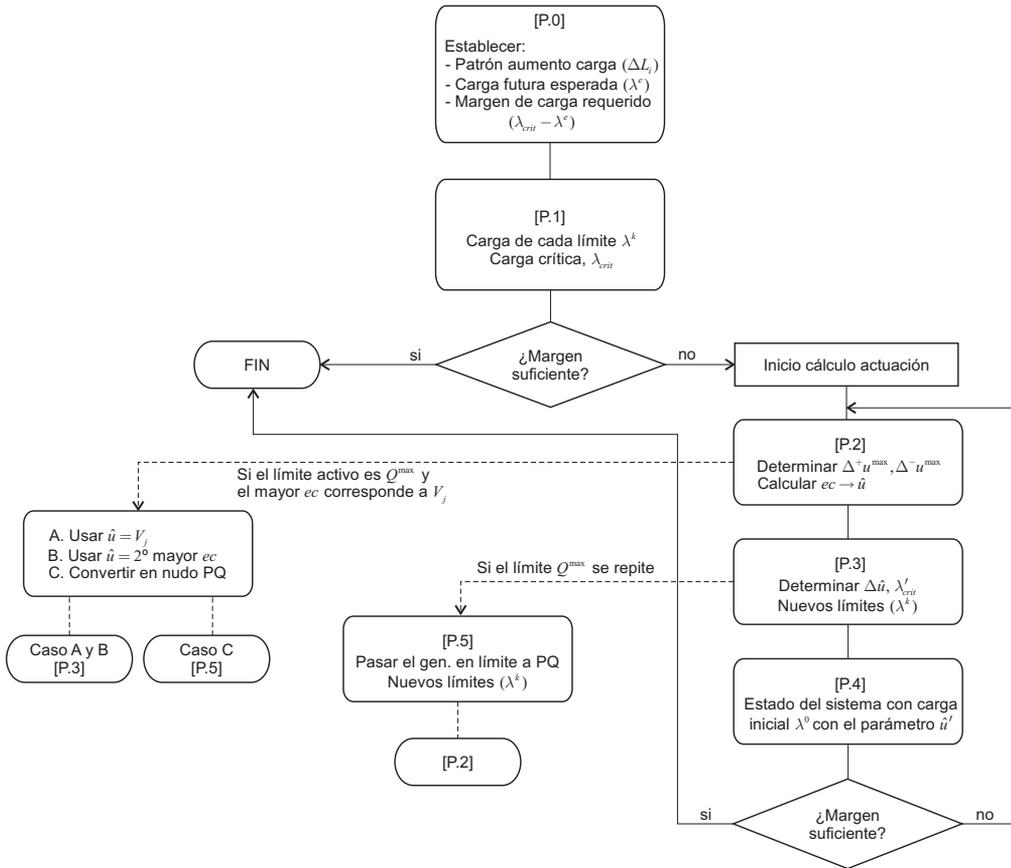


FIGURA 5.7 – Diagrama de flujo del método propuesto.

el sistema ( $\lambda_{crit} - \lambda^e$ ). El nivel de carga denominado como  $\lambda_{crit}$  es aquel en el cual el sistema encuentra un límite físico de tipo SNB o LIB, o un límite operacional (tensiones máximas o mínimas en barras PQ o intensidades por líneas de transmisión). En estos límites el sistema o bien entra en un colapso de tensiones (en los primeros dos casos), o deja de cumplir con los límites de explotación. Por este motivo se considera  $\lambda_{crit}$  como la máxima carga total permitida.

En el paso inicial se debe comprobar también que el sistema parte de un estado factible, con todos los parámetros dentro de sus márgenes de funcionamiento, y en caso de que no sea así, tomar las medidas pertinentes para lograrlo. Estas medidas no forman parte del trabajo que abordaremos en esta tesis, habiéndose abordado en [95, 96].

A continuación debe realizarse el cálculo del *camino* que seguirá el sistema eléctrico a medida que la carga varíe en una determinada dirección ([P1]). Para esto se emplea la

herramienta expuesta en el apartado 5.4: un OPF con unas restricciones que producen que su resultado sea similar al que se obtendría con un *Continuation Power Flow*. Este OPF llegará a una solución cada vez que el sistema se encuentre con un límite.

Si el tipo de límite que aparece es una discontinuidad debido a que un generador, que está inicialmente en su límite inferior de generación de potencia reactiva, entra dentro de su banda de regulación de reactiva (límite denominado PQ2PV) no es necesario realizar ninguna actuación, ya que este fenómeno es siempre favorable para el comportamiento del sistema. Por tanto se vuelve a ejecutar el paso [P1] para obtener el siguiente límite que se encuentra el sistema.

Del mismo modo se procede cuando el sistema se detiene en un límite de generación de potencia activa (límite  $P_G^{max}$ ). Para evitar este límite habría que modificar la forma en que los generadores asumen el incremento de demanda, mientras que la metodología propuesta solo tiene en cuenta actuaciones sobre controles de tensión/potencia reactiva.

Llegado el caso de que el sistema se detenga en algún límite distinto de los anteriores, debe decidirse si el nivel de carga al que esto ocurre está lo suficientemente alejado del nivel de demanda al cual se espera que funcione el sistema o, en caso de que no sea así, si es conveniente realizar actuaciones sobre este límite para alejarlo de puntos de funcionamiento probables en el futuro.

En el primer caso, cuando los límites del sistema están lo suficientemente alejados de los puntos futuros de funcionamiento del sistema, o los límites que se encuentran no son de mayor importancia, debe comprobarse que la carga crítica,  $\lambda_{crit}$ , está lo suficientemente alejada del nivel de carga esperado,  $\lambda^e$ , es decir, que se cumpla el requerimiento de margen de carga mínimo. En caso de no cumplirse este requerimiento es necesario ejecutar una serie de cálculos para determinar las actuaciones óptimas a realizar para cumplir este objetivo.

Para calcular estas actuaciones óptimas se sigue la secuencia que se explica a continuación. El paso [P2] consiste en utilizar los cálculos realizados en el [P0] y, según se explica en el apartado 5.7, determinar la máxima variación permitida en cada uno de los parámetros de control en el estado de carga inicial,  $\Delta^+u^{max}$  para dirección subir y  $\Delta^-u^{max}$  para dirección bajar. Por otra parte, cuando se ejecutó el paso [P1] se obtuvieron de forma adicional las sensibilidades del parámetro de carga  $\lambda$  respecto a los parámetros de control (matriz  $M$ , apartado 5.5). Usando esta información conjuntamente con  $\Delta^+u^{max}$  y  $\Delta^-u^{max}$  pueden determinarse los índices  $CE$  de cada parámetro  $u$  (apartado 5.8). Una vez obtenidos pueden ordenarse en una tabla de mayor a menor (Tabla 5.5).

El parámetro de control candidato a usarse como actuación es el primero de esta lista. Sin embargo, puede darse un caso particular que merece especial atención. Este caso ocurre cuando el límite activo es un límite del que se denomina PV2PQ, es decir, cuando un generador llega a su tope máximo de generación de potencia reactiva y la barra

correspondiente pasa a modelarse como PQ en el modelo matemático de la red. Cuando esto ocurre lo habitual es que el parámetro con mayor  $CE$  sea la tensión de consigna del propio generador, ya que es la que tiene el valor  $\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial u}$  más alto. En tal situación existen tres alternativas de actuación que pasarán a describirse a continuación. La elección de alguna de ellas es una decisión que compete al operador.

- A— Usar como parámetro de control la tensión de consigna del propio generador  $V_j$ . Esta decisión tiene como inconveniente que, si la carga debe todavía aumentar, el límite en este generador volverá probablemente a aparecer en la siguiente ejecución del algoritmo, con lo cual esta actuación solo ha retrasado la aparición del límite en el generador, sin ayudar a una mejor distribución de la potencia reactiva en el sistema.
- B— Tomar el segundo parámetro  $u$  con mayor  $CE$ . Si este parámetro no está relacionado con el generador en límite probablemente ayude a redistribuir la reactiva y aleje a este generador de su límite.
- C— Puede ocurrir que este generador esté en una zona con problemas de reactiva, y que la ejecución de una actuación para intentar mantenerlo dentro de su límite de reactiva no sea realmente efectiva ya que, según la experiencia del operador, con los niveles de carga que se alcanzarán, la reactiva del generador terminará llegando a límite. Así pues en este caso la elección sería fijar la potencia reactiva del generador en el límite máximo.

En función de la opción seleccionada el algoritmo continua en el paso [P.3] para la opción A y B o el [P.5] para el caso C.

Una vez seleccionado el parámetro que se empleará para la actuación (al que se denominará  $\hat{u}$ ) debe ejecutarse el paso [P.3], consistente en determinar la magnitud de la variación que se hará sobre el parámetro. Para esto se utiliza el método descrito en el apartado 5.8 donde se emplea el OPF (5.1a) a (5.1g) en el cual se libera el parámetro  $\hat{u}$  elegido para la actuación.

Junto con el nuevo valor  $\hat{u}'$  del parámetro de control, se obtiene información sobre los nuevos límites que aparecerán en el sistema y a qué nivel de carga lo harán, así como el nuevo nivel de carga crítica. Otros datos de interés del sistema con esos niveles de carga se obtienen de forma adicional, como las pérdidas de potencia, margen de reactiva de los generadores, tensiones en los nudos, etc...

Si al ejecutar el [P.3] se obtiene como resultado que vuelve a repetirse el límite PV2PQ, es decir, que el mismo generador restringe por segunda vez la evolución del sistema, puede optarse por poner ese generador en límite y modelar la barra correspondiente como PQ. A continuación vuelven a calcularse los límites del sistema y el nivel de carga al cual

se producen,  $\lambda^k$ , continuándose el algoritmo en el paso [P.2]. La decisión de poner un generador en límite, perdiendo por tanto este parámetro de control, la debe adoptar el operador del sistema apoyándose en su experiencia.

En la práctica, cuando se consideran diversas direcciones de incremento de demanda, el punto crítico se alcanza cuando todos los generadores agotan su reactiva (alcanzan límites) al mismo tiempo. No obstante, para una dirección de carga determinada, puede ser inevitable la pérdida de algunos generadores como variable de control para aumentar el margen de carga.

El paso [P.4] consiste en actualizar el estado de la red con el nivel de demanda inicial cuando se cambia el valor del parámetro  $\hat{u}$  en la cantidad que se obtuvo en el paso [P.3]. De esta forma se puede saber cómo quedará el sistema inicial una vez realizada la actuación, ya que debe recordarse que las actuaciones calculadas de esta forma se realizan sobre el caso base, antes de que la carga haya variado. De forma adicional se obtendrán los datos necesarios para calcular la nueva matriz  $S$ , ya que ésta se ve afectada por el nuevo valor del parámetro  $\hat{u}'$ .

Si los nuevos límites que restringen la evolución del sistema y el nivel de carga en que se producen,  $\lambda^k$ , se consideran adecuados, y se cumple además el requerimiento de margen de carga mínimo hasta el nivel crítico de carga, entonces el procedimiento llega a su fin. En caso contrario debe repetirse el método partiendo nuevamente desde el paso [P.2].

### 5.9.1. Ejemplo utilizando el sistema de 5 nudos

El funcionamiento del algoritmo propuesto se demostrará usando la red tutorial de 5 barras descrita en el anexo A. Se supone que el incremento esperado en la demanda es de un 20 %, lo cual implica  $\lambda^e = 0,2$  pu. El margen de carga requerido ( $\lambda_{crit} - \lambda^e$ ) se establece en un 20 % adicional de incremento de demanda, es decir, la carga crítica ( $\lambda_{crit}$ ) debe ser mayor que 0,40 pu.

En la figura 5.4 se observa que el primer límite se produce con un nivel de carga de 0,1347 pu, al llegar la tensión de la barra 3 a su límite inferior. En este estado el sistema no logra llegar al nivel de carga esperado ( $\lambda^e = 0,2$ ) sin violar ningún límite, menos aún mantener un 20 % de margen de carga de seguridad. Por tanto, es necesario tomar medidas correctoras que permitan al sistema afrontar la evolución descrita anteriormente.

Algunos pasos intermedios del algoritmo ya han sido ejecutados en apartados anteriores, como la obtención de las sensibilidades  $M^k$  (Tabla 5.2), la matriz  $S$  (Tabla 5.3), la máxima variación de los parámetros de control  $\Delta^+ u^{max}$  y  $\Delta^- u^{max}$  (Tabla 5.4), y el coeficiente de eficiencia inicial (Tabla 5.5). La obtención de estos datos supone haber llegado hasta el paso [P.2].

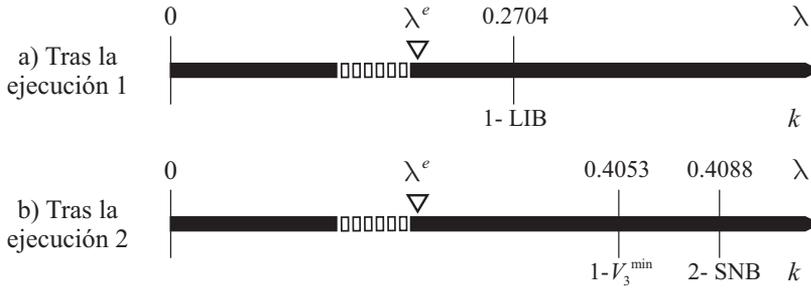


FIGURA 5.8 – Límites de la red de 5 barras tras la ejecución del algoritmo.

En el siguiente paso [P.3] se determina la magnitud de la actuación sobre la variable seleccionada para este cometido, siendo ésta la que ocupa la posición más alta de la Tabla 5.5, es decir,  $B_{sh3}$ . En la tabla 5.6 se muestran los resultados obtenidos.

TABLA 5.6 – Ejecución 1. resultados del paso [P.3].

Valor inicial del parámetro	$B_{sh3}^0$	0,07 pu
Valor final del parámetro	$B'_{sh3}$	0,50 pu
Nuevo margen de carga	$(\lambda'_{crit} - \lambda^e)$	0,0704

La figura 5.8 a) describe el nuevo estado de los límites del sistema obtenido tras efectuar la actuación anterior. Puede comprobarse que ahora no hay límites intermedios entre el punto inicial y la carga esperada, sin embargo, el margen de carga que se obtiene continúa siendo insuficiente, ya que  $\lambda_{crit}$  tiene aún un valor inferior a 0,4, debido a la aparición de un límite LIB en un generador con un nivel de carga de 0,2704. Para solventar esto vuelve a ejecutarse el algoritmo.

Previamente se obtiene la situación en que queda el sistema con el nuevo valor del parámetro de control  $B'_{sh3}$  y carga inicial (paso [P.4]), situación que se describe en la Tabla 5.7. En ella puede comprobarse que todos los parámetros y variables del sistema permanecen dentro de sus márgenes de funcionamiento.

TABLA 5.7 – Ejecución 1. resultados del paso [P.4].

Barra	$V$	$P_G$	$Q_G$
1	1,0500	1,3000	0,1470
2	1,0000	0,9594	-0,3188
3	1,0036		
4	1,0459		
5	1,0228		

El algoritmo vuelve a ejecutarse partiendo del paso [P.2]. En él se vuelve a determinar qué parámetros son los más eficaces para mover el límite que restringe la solución anterior (LIB, con una carga  $\lambda$  de 0,2704 pu). La Tabla 5.8 muestra este resultado.

TABLA 5.8 – Ejecución 2. cálculo de  $CE$ .

Orden	Parámetro	$CE$	Dirección
<b>1</b>	$V_2$	0,17217	↑
<b>2</b>	$t_1$	0,16873	↓
<b>3</b>	$t_2$	0,030257	↑
<b>4</b>	$V_1$	0,02757	↑
<b>5</b>	$B_{sh3}$	0	↑

Se elige, por tanto, la tensión del generador 2,  $V_2$ , como parámetro sobre el que actuar. El paso [P.3] proporciona los resultados mostrados en la Tabla 5.9.

TABLA 5.9 – Ejecución 2. resultados del paso [P.3].

Valor inicial del parámetro	$V_2^0$	1,0pu
Valor final del parámetro	$V_2'$	1,1pu
Nuevo margen de carga	$(\lambda'_{crit} - \lambda^e)$	0,209

La figura 5.8 b) muestra la situación de los límites tras esta última actuación. Se comprueba que ahora la carga crítica se produce cuando la tensión del nudo 3 llega a su límite inferior con un nivel de carga de 0,4053 que, ahora sí, cumple con los requerimientos de seguridad descritos al inicio del apartado.

La Tabla 5.10 muestra una comparación de las pérdidas del sistema en los 3 estados estudiados, advirtiéndose que, como beneficio adicional, se consigue una significativa disminución de las mismas. Esto, sin embargo, no puede garantizarse siempre, como se

comprueba con los resultados experimentales mostrados en el siguiente capítulo.

TABLA 5.10 – Pérdidas del sistema con carga inicial en los 3 estados estudiados.

Estado del sistema	Pérdidas (MW)
Estado original	7,33
Tras la ejecución 1	5,94
Tras la ejecución 2	5,32

Las actuaciones que se realizan en el sistema y sus consecuencias quedan patentes en la evolución que sigue la tensión del nudo 3. Este nudo es el más crítico debido a que es donde está la mayor parte de la carga cuya evolución se describe en la figura 5.9.

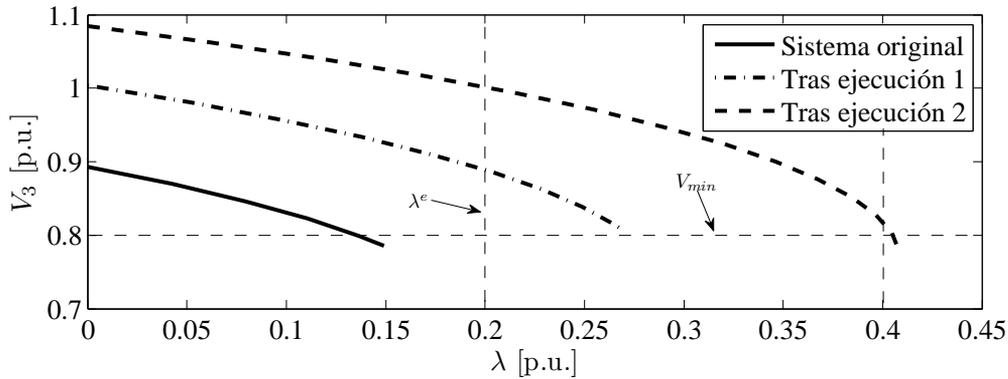


FIGURA 5.9 – Evolución del sistema de 5 nudos tras la ejecución del algoritmo.

## 5.10. Resumen del capítulo

Se inicia el capítulo con una puesta en contexto de la problemática que debe afrontar el operador del sistema eléctrico de potencia y las situaciones que motivan la propuesta del método que se expone. A continuación se describen las herramientas necesarias para el desarrollo del algoritmo, comenzado por detallar la forma de determinar los límites con que se encuentra un sistema de potencia cuando varía la carga.

Posteriormente se explica cómo se determinan las sensibilidades de los parámetros de control respecto a la variación de la carga cada vez que el sistema llega a un límite y se

presenta el OPF que se utiliza para ese fin. Más adelante se detalla el método con que se calculan las sensibilidades de los parámetros en el estado inicial de carga del sistema. Con esas sensibilidades se pueden determinar las máximas variaciones permitidas en los parámetros que evitan llevar a las variables dependientes a valores fuera de sus regiones de operación.

Con los datos que se obtienen siguiendo los cálculos comentados en el párrafo anterior se pueden determinar las actuaciones óptimas para situar el sistema en una región segura a niveles de carga distintos del inicial.

Por último, se expone el diagrama de flujo donde se sintetizan todos los pasos necesarios y la secuencia a seguir cada vez que se desea ejecutar el método propuesto, finalizando con un ejemplo tutorial usando una red de 5 barras para ilustrar el procedimiento descrito.



# Capítulo 6

## Resultados experimentales

### 6.1. Introducción

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos aplicando la metodología propuesta en esta tesis y descrita en detalle en el capítulo anterior. Aplicando estas técnicas se pretende demostrar cómo puede asegurarse un camino seguro de evolución del sistema cuando la demanda del mismo varía, y la obtención de un margen de seguridad adecuado entre el punto de carga futura esperada y el nivel al cual se alcanza el primer límite operacional o de inestabilidad de tensiones.

Las redes de test que se emplean en este capítulo son redes habitualmente empleadas para este objetivo ya que su información es de fácil obtención y su problemática conocida por la comunidad científica dedicada al estudio de los sistemas de potencia. Se emplean:

1. red IEEE de 14 barras [97],
2. red IEEE de 118 barras [97], y
3. red IEEE *Reliability Test System - 1996*. [98]

La descripción detallada de estas redes puede obtenerse de las fuentes mencionadas en las referencias bibliográficas o en el anexo correspondiente al final de esta tesis.

Los casos 1 y 2 describen dos situaciones estáticas en las que se busca conseguir el objetivo descrito anteriormente para una única situación dada de las redes, independientemente de la evolución que tenga el sistema en las siguientes horas. El caso 3 describe la evolución durante todo un día de la red mencionada, mostrándose cómo afectan las actuaciones propuestas a la operación de esta red y comparándola con la evolución que se obtendría si se empleará un OPF tradicional para decidir el estado de los parámetros de control.

## 6.2. Resultados con la red IEEE de 14 barras

El estado inicial de la red de 14 nudos queda reflejado en la tabla 6.2. Los parámetros de control presentes en esta red, junto con su valor inicial y límites, se resumen en la tabla 6.1. En ésta,  $V_G$  representa las consignas de tensión de los 5 generadores presentes en la red, el valor inicial de la tensión de cada uno de ellos puede verse en la tabla 6.2.

TABLA 6.1 – Parámetros de control de la red de 14 nudos.

Control	Valor inicial (pu)	Valor max (pu)	Valor min (pu)
$V_G$	--	1,1	0,9
$t_1$	0,978	1,1	0,9
$t_2$	0,969	1,1	0,9
$t_3$	0,932	1,1	0,9
$B_{sh}$	0,190	2	0

TABLA 6.2 – Red de 14 barras. Flujo de cargas inicial.

Barra	Tensión (V)	Ángulo (deg)	$P_G^0$ (MW)	$Q_G^0$ (MVA)
1	1,060	0,00	232,39	-16,89
2	1,045	-4,98	40,00	42,40
3	1,010	-12,72	0,00	23,39
4	1,019	-10,32	0,00	0,00
5	1,020	-8,78	0,00	0,00
6	1,070	-14,22	0,00	12,24
7	1,062	-13,37	0,00	0,00
8	1,090	-13,37	0,00	17,36
9	1,056	-14,95	0,00	0,00
10	1,051	-15,10	0,00	0,00
11	1,057	-14,80	0,00	0,00
12	1,055	-15,08	0,00	0,00
13	1,050	-15,16	0,00	0,00
14	1,036	-16,04	0,00	0,00

La dirección de incremento de la demanda de potencia activa y reactiva en cada barra viene determinada por las ecuaciones (3.5) y (3.6), respectivamente. Se supone que la carga aumenta en cada barra de forma proporcional a la carga que hay inicialmente, esto significa que  $\Delta L_i = L_i^0$ .

La dirección de aumento de la generación para hacer frente al incremento en la demanda se obtiene de la ecuación (5.1e), donde se considera que los valores de  $\Delta P_{G_g}$  son

los mostrados a continuación:

$$\boxed{\Delta P_{G_1} = 1,5 \quad \Delta P_{G_2} = 1,0}$$

Los generadores conectados a las barras 3, 6 y 8 son compensadores síncronos y, por tanto, no colaboran en la producción de potencia activa.

Los límites mínimo y máximo en las tensiones de los nudos se fijan en 0.9 y 1.1 pu, respectivamente.

La carga total inicial de la red es de 269,23 MVA. Se pretende llegar a un 40% de aumento de carga, es decir  $\lambda^e = 0,4$  (376.92 MVA), y conseguir que la red funcione correctamente con un incremento adicional del 20%, considerado como margen de seguridad. En definitiva, el nivel de carga al cual el sistema llega a un límite considerado infranqueable,  $\lambda_{crit}$ , debe producirse cuando el incremento en la demanda supera el 60% respecto al valor inicial. Para lograr esto se aplica la metodología detallada en el capítulo anterior, cuyos resultados se comentan a continuación.

En el estado inicial, la secuencia de aparición de límites en la red puede verse en la tabla 6.3. Se comprueba que, con el estado inicial de los parámetros de control, no es posible cumplir el requisito  $\lambda_{crit} \geq 0,6$  ya que éste se produce con un nivel de carga de 0,5581. También puede verse que antes de llegar al nivel de aumento de carga esperado,  $\lambda^e$ , se alcanzan 4 límites correspondientes a potencias reactivas de los grupos de generación, y uno de tensión mínima.

TABLA 6.3 – Red de 14 barras: secuencia inicial de aparición de límites.

Límite ( $k$ )	Tipo de límite	Nivel de carga	
		$\lambda$ (pu)	MVA
1	$Q_{G_2}^{max}$	0,1719	315,51
2	$Q_{G_3}^{max}$	0,2103	325,84
3	$Q_{G_6}^{max}$	0,2215	328,86
4	$Q_{G_8}^{max}$	0,2556	338,05
5	$V_{14}^{min}$	0,5581	419,49

La primera ejecución del algoritmo propone como parámetro de control más adecuado para actuar la consigna de tensión del generador 1 ( $V_1$ ):

$$\boxed{\text{Actuación 1} \quad V_1^0 = 1,06 \quad V_1' = 1,10}$$

Tras esta actuación la secuencia de aparición de límites queda como refleja la tabla 6.4.

Con la situación obtenida tras la primera actuación el sistema cumple con los requi-

TABLA 6.4 – Red de 14 barras: secuencia de aparición de límites tras actuación 1.

Límite ( $k$ )	Tipo de límite	Nivel de carga	
		$\lambda$ ( $pu$ )	MVA
1	$Q_{G3}^{max}$	0,2555	338,02
2	$Q_{G6}^{max}$	0,3054	351,45
3	$Q_{G8}^{max}$	0,3469	362,63
4	$Q_{G2}^{max}$	0,6170	435,34
5	$Q_{G1}^{min}$	0,6819	452,82

sitos exigidos de aumento de carga y seguridad, al ser ahora  $\lambda_{crit} = 0,6819 \geq 0,60$ . Sin embargo, todavía se alcanzan 3 límites de potencia reactiva generada antes de llegar al nivel esperado de aumento de carga  $\lambda^e$ . Para intentar mejorar esta situación se realiza una segunda actuación. El algoritmo en este caso proporciona como parámetro más eficaz la consigna de tensión del generador 2,  $V_2$ , dando como actuación aconsejada la siguiente:

Actuación 2	$V_2^0 = 1,045$	$V_2' = 1,067$
-------------	-----------------	----------------

TABLA 6.5 – Red de 14 barras: secuencia de aparición de límites tras actuación 2.

Límite ( $k$ )	Tipo de límite	Nivel de carga	
		$\lambda$ ( $pu$ )	MVA
1	$Q_{G2}^{max}$ y $Q_{G6}^{max}$	0,4115	380,02
2	$Q_{G3}^{max}$	0,4500	390,38
3	$Q_{G8}^{max}$	0,4625	393,75
4	$Q_{G1}^{min}$	0,6819	452,82

Tras la segunda actuación (tabla 6.5) se obtiene un sistema en el cual todos los límites aparecen a un nivel de carga mayor del esperado ( $\lambda^e$ ), al aparecer para incrementos mayores al 40 %. Esta situación permite afrontar la evolución futura del sistema con suficientes recursos de reactiva para hacer frente a incrementos inesperados en la demanda.

Por otra parte, continúa manteniéndose el nivel de carga crítica por encima del mínimo requerido, fijado en un 60 %.

Es notorio el hecho de que en el sistema obtenido los generadores  $G_2$  y  $G_3$  llegan a límite en el mismo momento, lo que da a entender de que con las actuaciones efectuadas se ha obtenido un mejor reparto de los recursos de reactiva entre los proveedores disponibles en el sistema.

En la figura 6.1 pueden verse resumidos los cambios en la secuencia de aparición de los límites en el sistema de 14 barras cuando se producen las dos actuaciones comentadas previamente. Queda claro la mejora entre el sistema original, donde no se alcanza el requerimiento de  $\lambda_{crit} \geq 0,60$ , y el resultante de la segunda actuación, situación en la cual se cumple el anterior requerimiento y, además, se consigue que el sistema alcance el aumento esperado de carga sin que se produzcan violaciones de límites durante la evolución.

La figura 6.2 muestra igualmente los cambios que se producen en el sistema tras las dos actuaciones, en este caso visualizadas en la curva tensión-carga (*nose curve*) de la barra 14 ya que ésta es la más crítica del sistema.

Por último, la tabla 6.6 muestra la evolución de las pérdidas, con la carga inicial, que se produce al realizar las dos actuaciones. Es notoria la disminución que se consigue en las pérdidas de potencia activa, pero también es significativa la disminución de las pérdidas de potencia reactiva, las cuales dan una idea de la mejor distribución de estos recursos que se produce con las actuaciones aplicadas, lo que explica a su vez la disminución de pérdidas de potencia activa.

TABLA 6.6 – Red de 14 barras: comparación de pérdidas del sistema original y tras las dos actuaciones propuestas por el algoritmo.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{perd}$ (Mvar)
Inicial	13,39	5,00
Tras ejecución 1 ( $V'_1$ )	13,49	4,71
Tras ejecución 2 ( $V'_2$ )	12,88	2,03

### 6.3. Resultados con la red IEEE de 118 barras

La red de 118 barras tiene una dimensión suficiente para asemejarse a sistemas de potencia reales, lo que la hace interesante para mostrar los resultados que se obtienen al aplicar la metodología propuesta en este trabajo.

El nivel de carga inicial de la red es de 4768,40 MVA. La distribución de las cargas entre las barras de la red, así como el flujo de cargas inicial, puede obtenerse de la tabla A.16.

El objetivo propuesto es asegurar la capacidad del sistema para afrontar un aumento de la demanda del 15 %, esto es  $\lambda^e = 0,15$ , y garantizar un margen ulterior del 10 % que garantice la seguridad del sistema en caso de imprevistos. Esto puede ser expresado como  $\lambda_{crit} \geq 0,25$ .

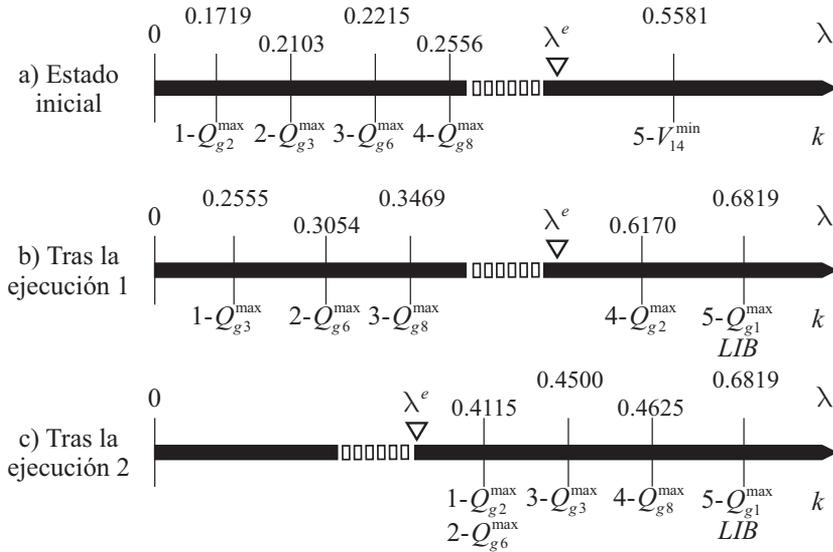


FIGURA 6.1 – Red de 14 barras: comparación de la secuencia de aparición de límites en el sistema original y tras la ejecución del algoritmo.

El patrón de incremento de demanda en cada barra es proporcional a la carga inicial conectada a la misma, esto significa que  $\Delta L_i = L_i^0$ . A su vez, los 17 generadores que colaboran en el suministro de este aumento de demanda lo hacen en igual cuantía:

$$\Delta P_{G_g} = 1$$

Los parámetros de control presentes en esta red junto con sus límites genéricos de funcionamiento figuran en la tabla 6.7.

El valor inicial de las consignas de tensión de los generadores está detallado en la tabla A.15 del Apéndice A.

La tabla 6.8 detalla la secuencia de aparición de límites cuando los parámetros de control están en la situación inicial. Con el nivel de demanda de partida, y los parámetros de control en sus valores iniciales, los generadores conectados a los nudos 1, 15, 56, 70, 74, 76, 77 y 103 están en su punto máximo de generación de potencia reactiva, y por tanto no serán considerados parámetros de control activos durante la primera ejecución del algoritmo, volviendo a ser considerados si esta situación varía al producirse un cambio en algún parámetro de control.

Se evidencia, a la vista de los datos anteriores, que el sistema es capaz de aguantar un aumento de carga del 15%, ya que el primer límite operacional se produce con un valor de parámetro de carga  $\lambda$  superior a ese nivel. Sin embargo, no ocurre lo mismo con

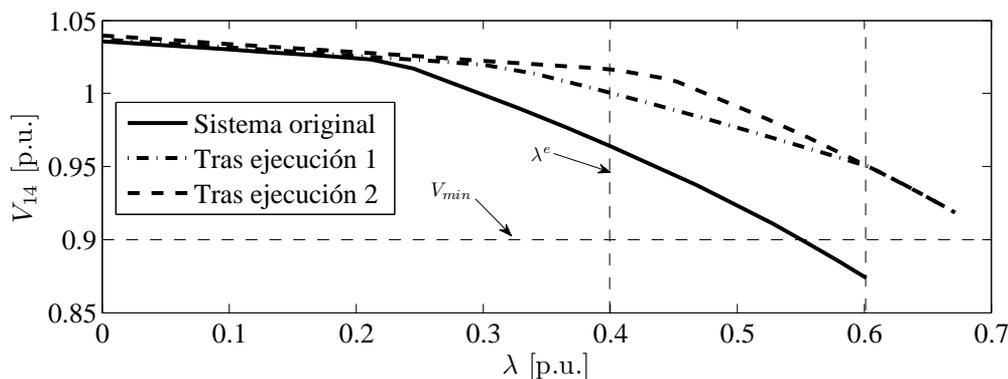


FIGURA 6.2 – Red de 14 barras: comparación de la evolución del sistema antes y después de las actuaciones propuestas por el algoritmo.

el margen de seguridad establecido, ya que  $\lambda_{crit} = 0,2418 \leq 0,25$ .

Para satisfacer esta exigencia se ejecuta el algoritmo propuesto. Antes que nada debe fijarse el objetivo que debe cumplir esta ejecución. Esto es, para lograr que el límite crítico anterior aparezca a mayores niveles de carga existen distintas alternativas. Por una parte, podría optarse por intentar llevar directamente ese límite a mayores niveles de carga, para esto deben usarse las sensibilidades ( $M$ ) del límite crítico  $k = 13$ . Esta alternativa, sin ser despreciable, no producirá grandes mejoras en el sistema, sólo asegurará el cumplimiento del requerimiento de seguridad. Es por esto que es preferible adoptar otro tipo de solución.

Otra alternativa es intentar llevar uno o varios de los límites más importantes que se producen en el sistema hacia valores mayores de carga. En la mayoría de los casos, estos límites se corresponderán con las potencias reactivas de los generadores. Haciendo esto, se conseguirá un sistema con los recursos de reactiva mejor distribuidos a lo largo de la red, y por tanto más seguro y flexible.

En caso de optar por la segunda solución debe seleccionarse adecuadamente cuál será el límite objeto de la actuación. Esta es una decisión que debe tomar el operador de la red en base a su propia experiencia y conocimiento del sistema. Una opción posible es intentar *salvar* los generadores más importantes que llegan a límite con la evolución inicial. En este caso concreto, los generadores más importantes de la tabla 6.8 son el 18 y el 12 ya que son los de mayor potencia nominal. A la vista de esto, se ejecutará el algoritmo con el objetivo de salvar inicialmente al generador 18.

La elección del límite objetivo de la actuación determina qué grupo de sensibilidades,  $M$ , deben ser usadas durante el proceso. En este caso serán  $M|_{k=4}$ .

TABLA 6.7 – Red de 118 barras: Parámetros de control.

Control	Valor inicial (pu)	Valor max (pu)	Valor min (pu)
$V_G$	--	1,10	0,90
$t_1$	0,985	1,10	0,90
$t_2$	0,960	1,10	0,90
$t_3$	0,960	1,10	0,90
$t_4$	0,935	1,10	0,90
$t_5$	0,960	1,10	0,90
$t_6$	0,985	1,10	0,90
$t_7$	0,935	1,10	0,90
$t_8$	0,935	1,10	0,90
$t_9$	0,935	1,10	0,90
$B_{sh5}$	-0,40	1,00	-0,50
$B_{sh37}$	-0,25	1,00	-0,25
$B_{sh44}$	0,10	1,00	0,00
$B_{sh45}$	0,10	1,00	0,00
$B_{sh48}$	0,15	0,15	0,15
$B_{sh79}$	0,20	1,00	0,00
$B_{sh82}$	0,20	1,00	0,00
$B_{sh83}$	0,10	0,10	0,00

La ejecución del algoritmo proporciona la siguiente actuación como la más adecuada para alejar el límite del generador 18:

<b>Actuación 1</b>	$V_{113}^0 = 0,993$	$V'_{113} = 1,0072$
--------------------	---------------------	---------------------

Cambiando la consigna de tensión del generador 113 se consigue que los dos generadores más importantes de la tabla 6.8 lleguen a límite con valores mayores de carga. En el caso del generador 18 lo hace ahora cuando el parámetro de carga vale 0,1971, mientras el 12 lo hace con un valor de 0,1512.

La figura 6.3 ilustra el cambio que ocurre en la evolución del sistema al aumentar la carga cuando se realiza la actuación comentada.

La tabla 6.9 contiene la secuencia completa de aparición de límites en la nueva situación. Es notorio el hecho de que en este caso el primer límite aparece cuando el incremento de carga es de 444 MVA, al contrario de como sucedía anteriormente cuando lo hacía para apenas 67.23 MVA. Puede comprobarse además que antes se producían 13 límites hasta llegar al límite crítico, en cambio ahora se producen 9, y los generadores más importantes llegan a límite en valores de carga superiores. Sin embargo, esta actuación no ha afectado al nivel de carga al cual se produce el límite crítico ( $V_{76}^{min}$ ), por lo que sigue

TABLA 6.8 – Red de 118 barras: secuencia inicial de aparición de límites.

Límite ( $k$ )	Tipo de límite	Nivel de carga	
		$\lambda$ (pu)	$\Delta S$ (MVA)
1	$Q_{G92}^{max}$	0,0141	67,23
2	$Q_{G85}^{max}$	0,0184	87,74
3	$Q_{G36}^{max}$	0,0505	240,80
4	$Q_{G18}^{max}$	0,0601	286,58
5	$Q_{G55}^{min}$	0,0761	362,88
6	$Q_{G110}^{max}$	0,0932	444,41
7	$Q_{G34}^{max}$	0,1156	551,23
8	$Q_{G12}^{max}$	0,1223	583,18
9	$Q_{G62}^{max}$	0,1328	633,24
10	$Q_{G19}^{min}$	0,1366	651,36
11	$Q_{G104}^{max}$	0,2328	1110,08
12	$Q_{G105}^{max}$	0,2382	1135,83
13	$V_{76}^{min}$	0,2418	1153,00

sin cumplirse el requerimiento de seguridad. Por este motivo debe volver a ejecutarse el algoritmo para hallar una actuación que permita cumplir este requerimiento.

El límite objetivo de la segunda actuación será directamente el límite crítico ( $k = 9$ ), por tanto, se usará el conjunto de sensibilidades correspondiente,  $M|_{k=9}$ .

La actuación recomendada por el algoritmo es la siguiente:

<b>Actuación 2</b>	$V_{69}^0 = 1,035$	$V'_{69} = 1,052$
--------------------	--------------------	-------------------

Una vez realizada esta actuación, hay una nueva secuencia de aparición de límites que se muestra en la tabla 6.10.

Se comprueba a la vista de los datos de la tabla 6.10 que la segunda actuación permite que el límite crítico se produzca a un nivel claramente mayor de aumento de carga, ya que ahora la tensión mínima en la barra 76 se alcanza para un valor de  $\lambda = 0,2980$ , superior al mínimo exigido de 0.25. Sin embargo, esta mejora se logra a costa de empeorar ligeramente el perfil de potencias reactivas del sistema, ya que tras la actuación hay un mayor número de generadores en límite que los que había previamente. A pesar de esto, los generadores más importantes, es decir, el 12 y el 18, objeto de la primera actuación, siguen alcanzando su límite de reactiva para valores grandes de aumento de carga, lo cual demuestra que la primera actuación no ha perdido su eficacia tras la ejecución de la segunda.

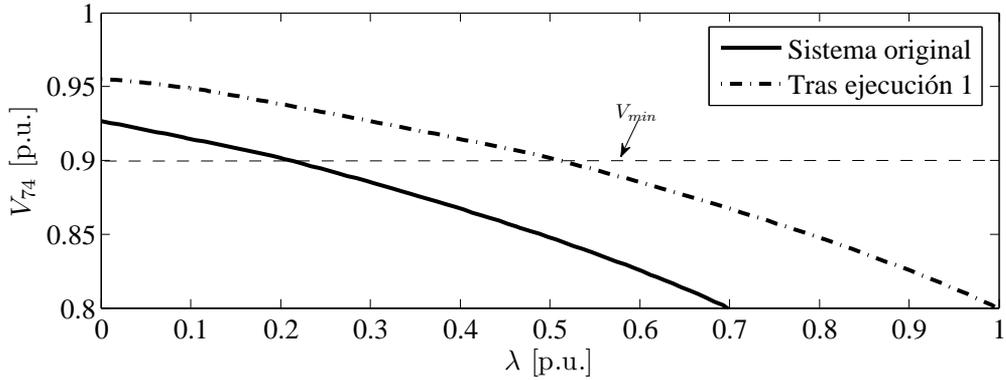


FIGURA 6.3 – Red de 118 barras: comparación de la evolución del sistema antes y después de la primera actuación.

La figura 6.4 compara la evolución del sistema antes y después de las dos actuaciones en función de la tensión de la barra más crítica (barra 76). En ella puede comprobarse que aplicando la metodología propuesta se consigue alcanzar los objetivos fijados inicialmente.

Por último, la tabla 6.11 contiene las pérdidas de potencia activa y reactiva de la red en su estado original y tras las dos actuaciones. Puede comprobarse que las pérdidas de potencia activa se mantienen prácticamente constantes, mientras que la generación total de potencia reactiva desciende ligeramente. Por su parte, la tabla 6.12 muestra los mismos resultados para el estado en que se alcanza la carga esperada,  $\lambda^e$ , siendo la evolución de las pérdidas similar a la que se produce con la carga inicial.

## 6.4. Caso práctico de la evolución durante un día completo

El último caso utilizado para evaluar el comportamiento del algoritmo presentado se basa en una situación similar a la que enfrentan los operadores del sistema en su trabajo habitual. Se trata de tomar las decisiones apropiadas para obtener un sistema que funcione con un adecuado margen de seguridad y fiabilidad en las distintas situaciones de carga que se presentan a lo largo de un día.

Para simular este caso se emplea la red IEEE RTS - 1996 [98]. Este sistema contiene 24 barras, 11 de las cuales tienen conectadas unidades de generación. Las barras están conectadas por medio de 29 líneas y 5 transformadores con tomas regulables (figura 6.5). En el apéndice A se detallan todas las características de la red y los datos correspondientes a la evolución de la demanda durante los 23 períodos estudiados. La figura 6.6 muestra gráficamente esta evolución.

Los parámetros de control que se emplearán para lograr el objetivo comentado ante-

TABLA 6.9 – Red de 118 barras: secuencia de aparición de límites tras actuación 1.

Límite ( $k$ )	Tipo de límite	Nivel de carga	
		$\lambda$ (pu)	$\Delta S$ (MVA)
1	$Q_{G110}^{max}$	0,0932	444,41
2	$Q_{G34}^{max}$	0,1285	612,74
3	$Q_{G62}^{max}$	0,1328	633,24
4	$Q_{G12}^{max}$	0,1512	720,98
5	$Q_{G19}^{min}$	0,1965	936,99
6	$Q_{G18}^{max}$	0,1971	939,85
7	$Q_{G104}^{max}$	0,2328	1110,08
8	$Q_{G105}^{max}$	0,2382	1135,83
9	$V_{76}^{min}$	0,2418	1153,00

TABLA 6.10 – Red de 118 barras: secuencia de aparición de límites tras actuación 2.

Límite ( $k$ )	Tipo de límite	Nivel de carga	
		$\lambda$ (pu)	$\Delta S$ (MVA)
1	$Q_{G92}^{max}$	0,0164	78,20
2	$Q_{G85}^{max}$	0,0261	124,46
3	$Q_{G77}^{max}$	0,0500	238,42
4	$Q_{G36}^{max}$	0,0559	266,55
5	$Q_{G15}^{min}$	0,0756	360,49
6	$Q_{G55}^{max}$	0,0760	362,40
7	$Q_{G110}^{max}$	0,0932	444,41
8	$Q_{G34}^{max}$	0,1290	615,12
9	$Q_{G62}^{max}$	0,1326	632,29
10	$Q_{G70}^{max}$	0,1345	641,35
11	$Q_{G12}^{min}$	0,1511	720,51
12	$Q_{G19}^{max}$	0,1965	936,99
13	$Q_{G18}^{max}$	0,1971	939,85
14	$Q_{G104}^{max}$	0,2328	1110,08
15	$Q_{G105}^{max}$	0,2382	1135,83
16	$V_{76}^{min}$	0,2980	1420,98

riormente son las consignas de tensión de las barras PV,  $V_g$ , las tomas de los transformadores regulables ( $t$ ) y la reactancia inductiva conectada a la barra 6,  $B_{sh6}$  (ver detalle

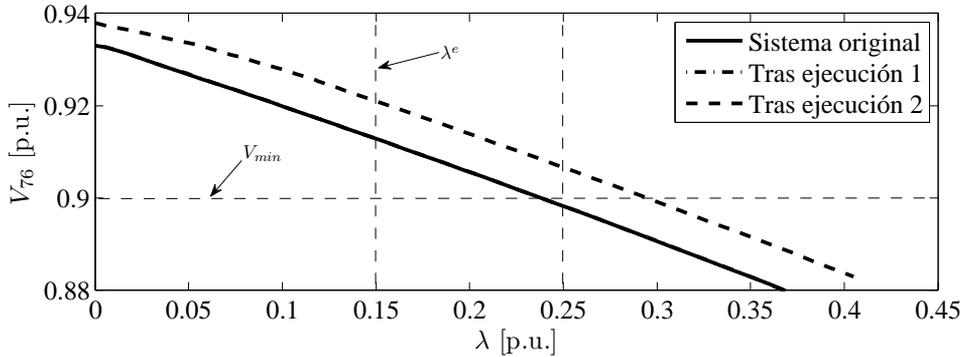


FIGURA 6.4 – Red de 118 barras: comparación de la evolución del sistema antes y después de las actuaciones propuestas por el algoritmo.

TABLA 6.11 – Red de 118 barras: comparación de pérdidas del sistema original y tras las dos actuaciones propuestas por el algoritmo. Carga inicial ( $\lambda = 0,0$ ).

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{G_{total}}$ (Mvar)
Inicial	178,81	1522,03
Tras ejecución 1 ( $V'_{113}$ )	179,07	1521,95
Tras ejecución 2 ( $V'_{69}$ )	178,96	1516,42

TABLA 6.12 – Red de 118 barras: comparación de pérdidas del sistema original y tras las dos actuaciones propuestas por el algoritmo. Carga esperada ( $\lambda = 0,15$ ).

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{G_{total}}$ (Mvar)
Inicial	216,41	1936,29
Tras ejecución 1 ( $V'_{113}$ )	216,54	1934,88
Tras ejecución 2 ( $V'_{69}$ )	215,90	1926,60

en tabla 6.13).

A la vista de la evolución de la demanda, parece lógico pensar que los momentos más críticos del día serán las horas en que se produce mayor variación en la demanda, en este caso puede verse que esas horas corresponden al período comprendido entre las 6 y las 9 de la mañana (períodos denominados T6 a T9). Posteriormente se alcanza una punta de demanda que se mantiene hasta las 14 horas, a partir de ahí se produce un pequeño valle

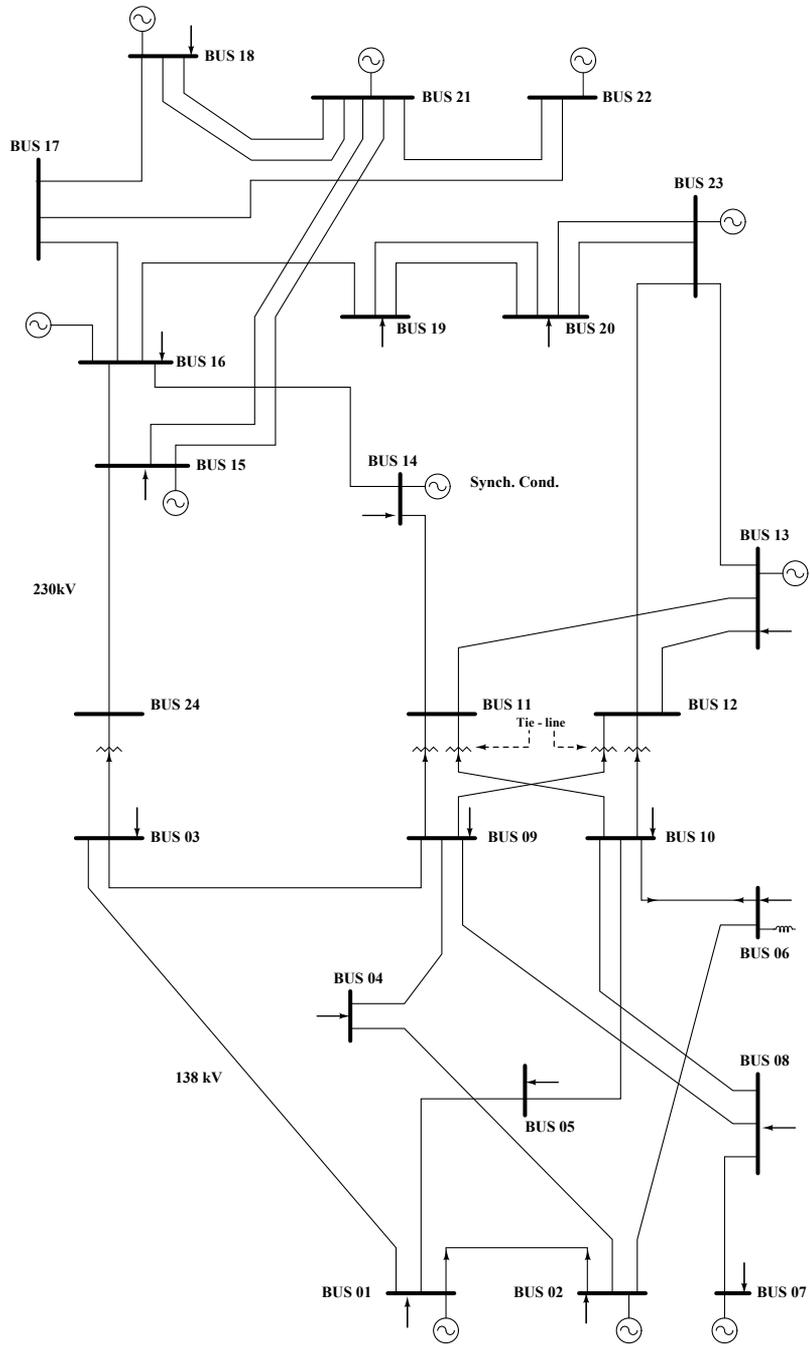


FIGURA 6.5 – Esquema del sistema IEEE RTS de 24 barras.

TABLA 6.13 – Parámetros de control de la red de 24 barras.

	Parámetro										
Tensión	$V_{G1}$	$V_{G2}$	$V_{G7}$	$V_{G13}$	$V_{G14}$	$V_{G15}$	$V_{G16}$	$V_{G18}$	$V_{G21}$	$V_{G22}$	$V_{G23}$
Trafo	$t_{(3,24)}$	$t_{(9,11)}$	$t_{(9,12)}$	$t_{(10,11)}$	$t_{(10,12)}$						
Reactancia	$B_{sh6}$										

para recuperar una fuerte tendencia ascendente entre las 16 y las 18 horas, momento en el cual se alcanza la punta de demanda diaria.

El objetivo del operador es evitar que se produzcan, en la medida de lo posible, límites tanto físicos como de operación durante toda la evolución. Los límites en las potencias reactivas de los generadores son de los más importantes, ya que afectan directamente a la capacidad de funcionamiento del sistema. Sin embargo, en determinadas circunstancias puede ser necesario prestar más atención a otro tipo de límites dependiendo de la situación particular de la red en ese momento. Para el caso de la red en estudio puede armarse una lista con las prioridades de operación, donde se establezcan los límites más importantes y que, como tales, merezcan actuaciones prioritarias.

1. *Límite térmico de las líneas.* Aunque este tipo de límite no depende directamente de las actuaciones que se emplean en este trabajo, si una de estas actuaciones provoca la aparición de un límite térmico en alguna línea debe ser descartada.
2. *Márgenes admisibles de las tensiones.* Es uno de los objetivos prioritarios del operador, y por tanto, el mantenimiento de las tensiones dentro de este margen debe ser satisfecho por encima de otros objetivos.
3. *Límites de potencia reactiva de los generadores.* Para el operador es importante mantener tantos generadores como sea posible dentro de sus márgenes de generación de reactiva, ya que esto aumenta la flexibilidad y seguridad de la red, y provee de un mayor número de actuaciones de control con las que afrontar posibles situaciones adversas.

Un caso especial ocurre cuando el sistema se encuentra próximo a una situación de colapso de tensiones. Se trata de una situación extrema, una vez llegada a la cual el sistema se vuelve imprevisible y suele desencadenar la falta de suministro durante un período de tiempo. Por tanto, cuando el sistema se encuentra dentro de una banda prefijada de proximidad al colapso las prioridades del operador mostradas en la lista anterior cambian, siendo ahora su objetivo fundamental el llevar el estado de operación del sistema lo más lejos posible de esa banda de riesgo, aún a costa de sacrificar el estado de las tensiones en algunas barras o sobrecargar ligeramente algunas líneas.

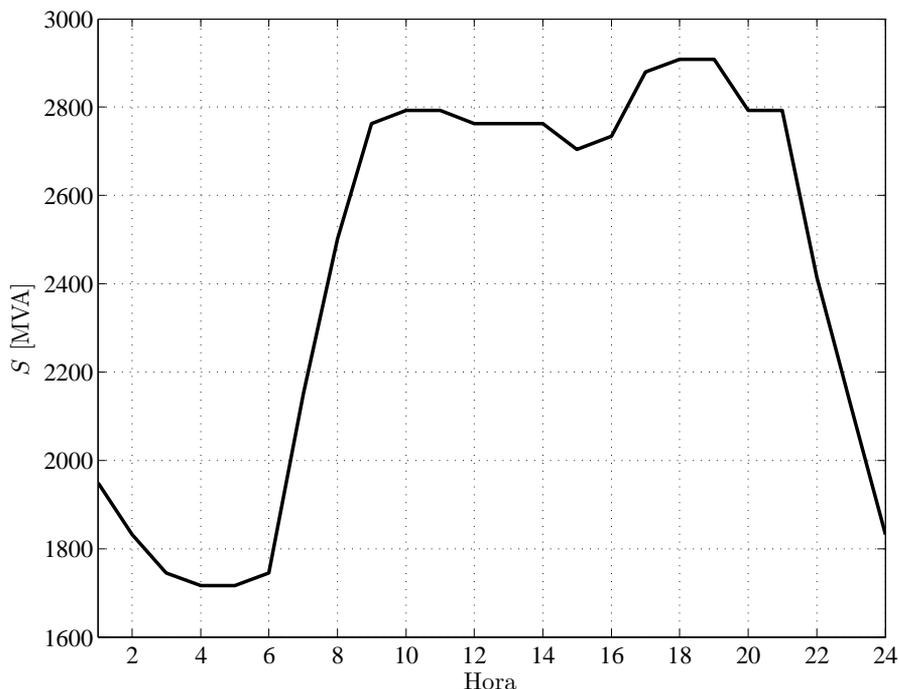


FIGURA 6.6 – Red de 24 barras: evolución de la demanda durante un día completo.

El estado de partida del sistema, como se describe en el Apéndice A, se obtiene tras haber realizado un despacho económico entre todas las unidades de generación a lo largo del día en estudio. Una vez conocido el despacho de potencia activa quedan determinados los grupos que estarán conectados en cada período y, por extensión, los rangos de generación de potencia reactiva que habrá en cada barra en esos períodos.

Con los datos anteriores se realiza un OPF con el objetivo de minimizar las pérdidas de potencia activa. Este OPF se ejecuta al inicio de cada hora, una vez para cada período, tomando como variables de actuación las consignas de tensión de las barras PV. Este procedimiento garantiza un funcionamiento económico del sistema, pero no tiene porqué proporcionar un estado seguro, entendiendo la seguridad como la capacidad del sistema para reaccionar a incrementos extra de demanda, o alejarse de límites físicos o de operación que puedan afectar a su funcionamiento.

La tabla 6.14 muestra la situación inicial de la red en cuanto a la capacidad de generación de reactiva de las unidades conectadas a las barras de generación. Puede observarse que la tendencia en la demanda diaria queda reflejada en la aparición de límites inferiores en horas de baja demanda y superiores en horas de alto consumo.

TABLA 6.14 – Generadores en límite en el estado original del sistema. U: Límite superior. L: Límite inferior.

Período	Barra										
	1	2	7	13	14	15	16	18	21	22	23
T1						U	U				
T2						U	U				
T3				L		U	U			L	
T4				L		U	U			L	
T5				L		U	U			L	
T6				L		U	U			L	
T7			U			U	U				
T8						U	U				
T9					U	U	U				
T10					U	U	U				
T11					U	U	U				
T12					U	U	U				
T13					U	U	U				
T14					U	U	U				
T15					U	U	U				
T16					U	U	U				
T17					U	U	U				
T18					U	U	U				
T19					U	U	U				
T20					U	U	U				
T21					U	U	U				
T22						U	U				
T23						U	U				

La dirección de incremento de carga,  $\Delta L_i$ , necesaria para definir los estados de demanda del sistema según la ecuación (3.4), se define como la diferencia entre la carga del período  $T + 1$  y la del período  $T$ , esto es:

$$\Delta L_i^{(T)} = L_i^{(T+1)} - L_i^{(T)}. \quad (6.1)$$

Según esta definición, la obtención de un valor de  $\lambda$  igual o superior a 1 significa que el sistema puede asumir todo el incremento de carga previsto para el momento  $T + 1$ .

Durante los períodos del día en que la carga es descendente no se realizan actuaciones ni comprobaciones, aceptándose que la mejor situación es aquella proporcionada por el OPF realizado para disminuir las pérdidas del sistema. Dado que la demanda tenderá a

descender, no existe la posibilidad de que aparezcan límites de alto riesgo como los de tipo SNB o LIB. Los únicos límites que pueden ser alcanzados son de tensión máxima en las barras o de reactiva mínima en los grupos de generación, el primero puede ser subsanado con la información obtenida del OPF ejecutado para disminuir pérdidas, ya que éste asegura que para la carga inicial de la hora siguiente (al ser supuesta lineal la evolución, esa carga se corresponde con la carga mínima del período estudiado) no se producirán violaciones en los márgenes de las tensiones. Así, el operador puede ir acomodando las consignas de control a los valores obtenidos del OPF, y evitar la aparición de límites máximos en las tensiones. El segundo tipo de límite expuesto no puede ser evitado con la metodología expuesta, en cualquier caso, normalmente no se trata de un límite crítico para el funcionamiento del sistema.

El algoritmo diseñado se empleará en aquellas horas en las que se prevé una situación estable en la demanda (T4, T10, T12, T13, T18, T20) con el objetivo de comprobar el margen de seguridad de que dispone el sistema en cada caso, estudiando los límites que se alcanzan dentro de ese margen y, si fuera posible, las actuaciones a realizar para alcanzar un margen mínimo del 20 %.

En aquellas horas en que se produce un aumento de la demanda, se aplicará la metodología diseñada con el doble objetivo de hallar las actuaciones que permitan afrontar ese aumento de la forma más segura posible y de conocer al mismo tiempo los límites que irán apareciendo. Se debe satisfacer también la necesidad de lograr un margen de seguridad que permita afrontar un 20 % de incremento de carga adicional con la misma dirección aumento definida para la hora en estudio.

El estudio se realizará período a período, a continuación pasan a detallarse los resultados obtenidos y la evolución que sigue el sistema en los períodos estudiados.

**Período T4** - Apenas iniciado el período, con un leve aumento de carga ( $\lambda = 0,028$ ) respecto a la demanda de la hora 4, la barra 13 pasa de PQ a PV. El siguiente límite se produce con un aumento de carga del 13,8 % respecto a la inicial, al llegar a límite superior de reactiva el generador conectado a la barra 7. A continuación, es la barra 13 la que llega a su límite superior de reactiva con un aumento de carga del 26,7 %. Este límite, al estar por encima del margen de seguridad establecido no se tendrá en cuenta. Si el Operador ve que la carga se acerca al nivel en el cual el generador 7 llega a límite puede efectuar una actuación para intentarlo. Ejecutando el algoritmo resulta la siguiente actuación:

T4 Act 1	$t_{(10,11)}^0 = 0,97$	$t'_{(10,11)} = 0,995$
----------	------------------------	------------------------

Ejecutando esta actuación el generador 7 se mantendrá en su margen de funcionamiento PV hasta que la carga alcance un aumento del 17,2 %. Dado que este valor está muy próximo al del margen de seguridad especificado y que el límite alcanzado no es de especial importancia para el funcionamiento del sistema, no se

considera necesario ejecutar nuevas actuaciones.

TABLA 6.15 – Comparación de pérdidas del sistema original y tras la actuación propuesta por el algoritmo en la hora 4.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{G_{total}}$ (Mvar)
Inicial	29,64	107,23
Tras Act 1 ( $t'_{(10,11)}$ )	29,64	103,89

La tabla 6.15 muestra los cambios que se producen en las pérdidas del sistema al realizar la actuación propuesta. Se observa que las pérdidas de potencia activa permanecen constantes mientras que la generación total de potencia reactiva disminuye ligeramente.

**Período T5** - En este período se mantienen inicialmente los parámetros de control resultantes de la optimización para minimizar pérdidas, cambiando solamente la consigna del transformador que une las barras 10 y 11 para dejarlo como se había fijado durante el período T4. Con estas consignas, el sistema es capaz de soportar un incremento de carga 9 veces superior al esperado sin alcanzar ningún límite. Es a partir de un valor de  $\lambda = 9,07$  cuando el generador 7 llega a su límite superior de reactiva <sup>1</sup>. Por tanto durante este período no es necesario realizar ninguna actuación.

**Período T6** - En este período se inicia un fuerte incremento de la carga que terminará al final de la hora 9. La evolución del sistema es la siguiente: apenas iniciado el aumento de carga ( $\lambda = 0,0182$ ) los dos generadores inicialmente en límite inferior entran dentro de su zona de control de potencia reactiva, es decir, se convierten en barras PV. A partir de ese momento el generador 7 llega a su límite superior de reactiva. Para intentar mantenerlo dentro de su área de funcionamiento PV se realizan las siguientes actuaciones dadas por el algoritmo:

T6 Act 1	$V_{18}^0 = 1,0984$	$V'_{18} = 1,0912$
T6 Act 2	$t_{(10,11)}^0 = 0,995$	$t'_{(10,11)} = 1,005$
T6 Act 3	$V_7^0 = 1,0551$	$V'_7 = 1,0161$

Realizando estas actuaciones el generador 7 llega a su límite superior con un valor de  $\lambda = 0,9227$ . Esto significa que al final de la hora 6 se espera que este generador pase a PQ. Podrían realizarse más actuaciones, pero se ha comprobado que serían necesarias un número elevado para llegar hasta el inicio del período 7 con este generador bajo control, por lo que no se considera adecuado. Sin embargo, la

<sup>1</sup>Aunque pudiera parecer un incremento de carga muy alto, en realidad no es así, ya que el incremento de carga esperado entre la hora 5 y la 6 es muy pequeño (figura 6.6).

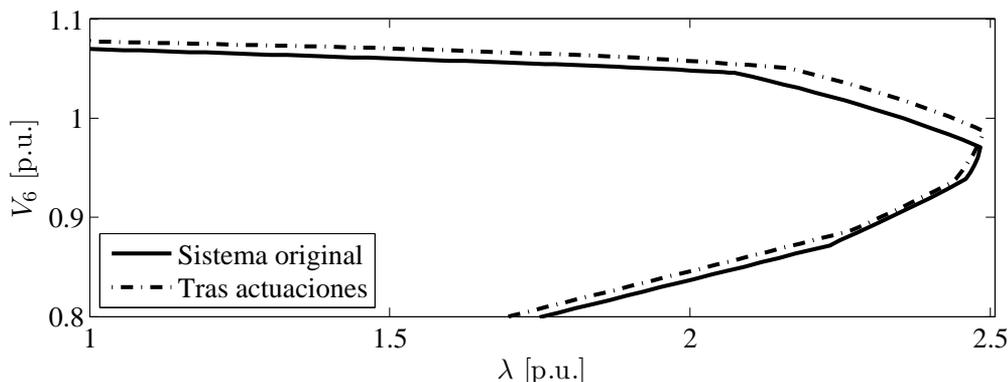


FIGURA 6.7 – Comparación de la evolución del sistema en el período T6.

realización de estas actuaciones proporciona un sistema más seguro al mantener un perfil de tensiones más elevado, como puede comprobarse en la figura 6.7.

TABLA 6.16 – Comparación de pérdidas del sistema original y tras la actuación propuesta por el algoritmo en la hora 6.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{Gtotal}$ (Mvar)
Inicial	30,44	119,32
Tras actuaciones	30,98	123,87

La tabla 6.16 muestra que al intentar salvar el generador 7 deben realizarse actuaciones que producen un ligero aumento tanto en las pérdidas de potencia activa como en la necesidad de generación de potencia reactiva.

**Período T7** - Al inicio del período T7 se estudia la posibilidad de mantener las actuaciones realizadas anteriormente o, si por el contrario, es más conveniente restablecer los parámetros de control al resultado obtenido del OPF para minimizar pérdidas. Por un lado, manteniendo los parámetros obtenidos durante las actuaciones efectuadas en los periodos anteriores se tienen unas pérdidas al inicio de la hora 7 de 42,14 MW, mientras que usando los resultados del OPF que minimiza las pérdidas del sistema, éstas son de 41,97 MW. En principio, desde el punto de vista de las pérdidas exclusivamente, parece conveniente respetar éstos últimos. Para confirmar esto se ejecuta el algoritmo para determinar el margen de seguridad del cual se dispone con estos parámetros resultando que  $\lambda$  puede aumentar hasta un 1.84, es decir, un aumento de carga el 84% superior al esperado en el siguiente período. Este valor se considera adecuado, y por tanto se mantendrán los parámetros que minimizan las pérdidas al inicio de la hora 7.

**Período T8** - Con los parámetros de control originales se estudia el margen de aumento de carga disponible, para determinar la necesidad de realizar actuaciones que mejoren el perfil de tensiones en este período. La evolución del sistema es tal que, al llegar  $\lambda$  a 0.60 el generador 14 llega a límite superior. Esto lleva a plantear la necesidad de realizar alguna actuación que corrija esta situación y permita llegar hasta la hora 9 con este generador bajo control. La actuación recomendada por el algoritmo es la siguiente:

T8 Act 1	$t_{(10,12)}^0 = 0,96$	$t'_{(10,12)} = 1,0275$
----------	------------------------	-------------------------

La tabla 6.17 muestra la diferencia que se produce en las pérdidas y las potencias reactivas generadas, antes y después de la actuación propuesta. Se produce un pequeño incremento en las pérdidas de potencia activa, pero a cambio se consigue un sistema con mejor distribución de potencias reactivas.

TABLA 6.17 – Comparación de pérdidas del sistema original y tras la actuación propuesta por el algoritmo en la hora 8.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{G_{total}}$ (Mvar)
Inicial	46,60	453,09
Tras actuación ( $t'_{(10,12)}$ )	46,63	446,58

En la figura 6.8 se muestra la distinta evolución del sistema que se produce tras la actuación. En el gráfico superior se muestra la evolución que se producirá desde  $\lambda$  0.6 a 1, es decir, en la transición de la hora 8 a la 9. El gráfico inferior muestra que realizar esta actuación mejora la seguridad del sistema al alejar el punto de colapso de tensiones.

**Período T9** - Durante el período T9 la carga continúa aumentando hasta llegar a estabilizarse al inicio de la hora 10. Estudiando la situación de las pérdidas en el inicio de la hora 9 se decide mantener la actuación realizada en el período 8, consistente en establecer  $t_{(10,12)}$  en un nuevo valor. Además al inicio de la hora 9 se realizan las actuaciones recomendadas por el OPF con el objetivo de minimizar las pérdidas. Con estos parámetros fijados se estudia el margen de seguridad del sistema, resultando que  $\lambda$  puede llegar hasta 2,3198 momento en el cual el generador 13 llegará a su límite superior de potencia reactiva. Este margen de aumento es más que suficiente para garantizar una evolución segura del sistema hasta el inicio de la hora 10.

**Período T10** - El período T10 es un intervalo de transición entre un momento de carga ascendente y uno descendente, por tanto la carga se mantiene estable durante toda la extensión del período. Se realiza un análisis similar al realizado en el T9, estudiando la conveniencia de mantener la última actuación realizada en el período

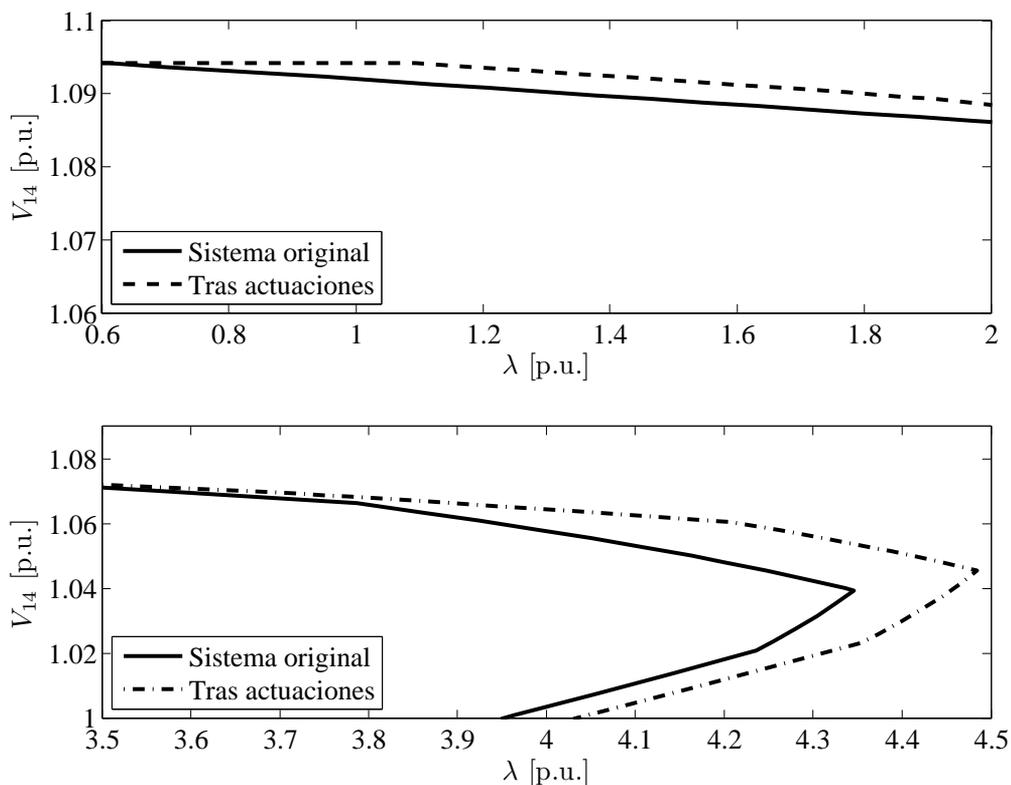


FIGURA 6.8 – Comparación de la evolución del sistema en el período T8.

T8, siendo su resultado que sí resulta conveniente al ser menores las pérdidas que se producen manteniendo este cambio. Se estudia a continuación el margen de seguridad disponible, éste resulta ser de un 11,44 %, inferior al 20 % marcado como objetivo. El límite mencionado se produce por la llegada del generador 13 a su límite superior de reactiva. Para evitarlo el algoritmo aconseja la siguiente actuación:

<b>T10 Act 1</b>	$t_{(9,12)}^0 = 1,08$	$t'_{(9,12)} = 0,97$
------------------	-----------------------	----------------------

Realizando esta actuación la carga puede aumentar hasta un 39,63 % antes de que el generador 13 llegue a límite. La tabla 6.18 muestra los cambios que se producen al inicio de la hora 10:

**Períodos T12 y T13** - De forma análoga a como se realizó en períodos anteriores, se estudia la conveniencia de mantener las últimas actuaciones realizadas. El resultado es distinto en función de que se busque un comportamiento de mínimas pérdidas o de mayor margen de seguridad. Desde el punto de vista exclusivo de las pérdidas lo más conveniente es mantener la actuación realizada en el período T8 y anular

TABLA 6.18 – Comparación de pérdidas del sistema original y tras la actuación propuesta por el algoritmo en la hora 10.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{G_{total}}$ (Mvar)
Inicial	51,61	565,63
Tras actuación ( $t'_{(9,12)}$ )	52,13	566,38

la que se realizó en el T10, ya que de esta forma disminuyen las pérdidas que se consiguen con los parámetros dados por el OPF inicial. Sin embargo, esta situación hace que el generador 13 llegue a su límite máximo de reactiva con un incremento de carga del 13,23%, inferior al mínimo marcado como seguro. En caso de mantener la actuación realizada en el período T10 se consigue que la carga pueda aumentar hasta un 40,81%, claramente superior al mínimo fijado como adecuado. Por este motivo se decide mantener esta situación. La tabla 6.19 muestra la situación de la red al inicio de los períodos 12 y 13.

TABLA 6.19 – Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue manteniendo las actuaciones realizadas en los períodos precedentes.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{G_{total}}$ (Mvar)
Inicial	52,96	568,78
Manteniendo act. precedentes	53,11	564,76

Puede comprobarse que, aunque las pérdidas de potencia activa en estos períodos aumentan levemente manteniendo las actuaciones anteriores, la necesidad de generación de potencia reactiva ha disminuido, lo que significa que se consigue un mejor reparto de la reactiva a lo largo del sistema.

**Período T15** - En este período se inicia un aumento de la demanda que culminará al final del período 17 cuando se alcance la punta de demanda diaria. A la vista de los datos expuestos en la tabla 6.20 se decide mantener las actuaciones que se realizaron en los períodos anteriores, ya que con las mismas se consigue una mejor distribución de las potencias reactivas. Tanto si se hace esto como si no, el margen de aumento de carga es más que suficiente para llegar al inicio de la hora 16 sin alcanzar ningún límite (en el primer caso  $\lambda$  vale 7,79 mientras que en el segundo su valor es 6,65).

**Período T16** - El período 16 presenta el último en el cual se produce un fuerte aumento de carga. Se procede de forma similar a como se realizó anteriormente. Los resultados indican que es conveniente mantener las actuaciones realizadas con anterioridad ya que, a pesar de que se produce un leve aumento en las pérdidas de

TABLA 6.20 – Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue manteniendo las actuaciones realizadas en los períodos precedentes.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{Gtotal}$ (Mvar)
Inicial	50,33	529,99
Manteniendo act precedentes	50,50	526,58

potencia activa, tanto el margen de aumento de carga como la distribución de potencias reactivas en el sistema mejoran con estas actuaciones. El margen de aumento disponible manteniendo las actuaciones viene representado por  $\lambda = 1,42$ , mientras que si se respetan los resultados del OPF inicial con el objetivo de minimizar las pérdidas de activa se tiene  $\lambda = 1,15$ . La tabla 6.21 compara estas dos situaciones al inicio de la hora 16.

TABLA 6.21 – Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue manteniendo las actuaciones realizadas en los períodos precedentes.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{Gtotal}$ (Mvar)
Inicial	51,55	547,40
Manteniendo act precedentes	51,73	544,01

**Período T17** - Al finalizar el período 17 se alcanza la carga máxima diaria. El análisis de la evolución del sistema con los parámetros de control calculados para minimizar pérdidas y con las actuaciones realizadas en los períodos anteriores da como resultado que es conveniente mantener estos últimos. En el primer caso se alcanza una  $\lambda = 5,00$ , mientras que en el segundo su valor es de 12,01. La tabla 6.22 resume el estado del sistema al inicio de la hora 17.

TABLA 6.22 – Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue manteniendo las actuaciones realizadas en los períodos precedentes.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{Gtotal}$ (Mvar)
Inicial	56,44	620,97
Manteniendo act precedentes	56,64	616,06

**Período T18** - Este es un período de transición entre el punto máximo y el inicio de la rampa de descenso de la demanda diaria. Los resultados muestran que manteniendo

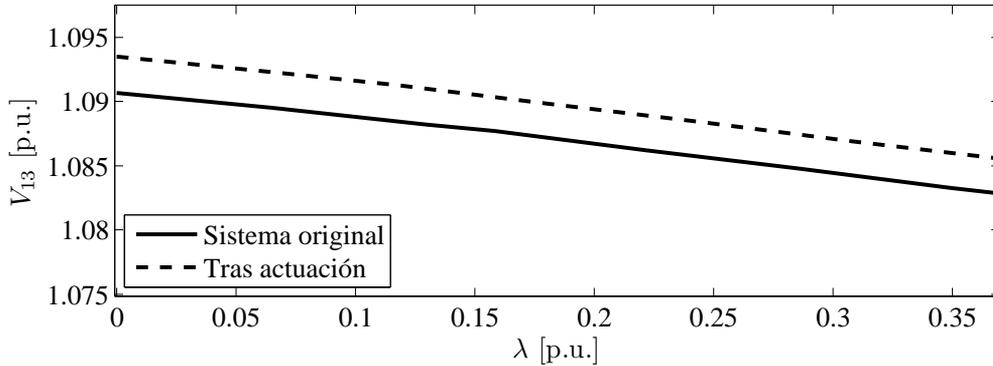


FIGURA 6.9 – Comparación de la evolución del sistema en el período T18.

las actuaciones realizadas en los períodos anteriores con el objetivo de aumentar la seguridad del sistema se alcanza un margen de seguridad dado por un incremento adicional de carga de un 12,30 %, fijando todos los parámetros a los valores necesarios para minimizar las pérdidas de potencia activa este margen se reduce a un 1,05 %. La restricción que limita el aumento de carga es en ambos casos la potencia reactiva máxima del generador 13. En vista de estos datos se decide mantener las actuaciones de períodos anteriores y determinar otras que permitan llegar hasta un 20 % de incremento de carga adicional, considerado un margen de seguridad válido. La actuación recomendada por el algoritmo es:

<b>T18 Act 1</b>	$t_{(10,12)}^0 = 1,0275$	$t'_{(10,12)} = 0,99$
------------------	--------------------------	-----------------------

TABLA 6.23 – Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue realizando la actuación propuesta por el algoritmo en el período 18.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{G_{total}}$ (Mvar)
Inicial	55,93	611,03
Tras actuación ( $t'_{(10,12)}$ )	55,95	613,07

La tabla 6.23 muestra que se producen muy pocas variaciones en el estado de las pérdidas y potencias reactivas generadas entre los dos casos contemplados.

La figura 6.9 muestra la diferencia en la evolución del sistema antes y después de efectuar la actuación recomendada por el algoritmo. Se puede comprobar que el efecto es el de mantener la tensión de la barra 13 en un nivel más alto al que habría sin esa actuación.

**Período T20** - Es el último período para el que se estudia la evolución del sistema y la posibilidad de efectuar actuaciones para mejorar el perfil de potencias reactivas y, por tanto, la seguridad. En este período, si no se mantienen las dos últimas actuaciones fijadas, el margen de seguridad del sistema es insuficiente, al disponer de un aumento adicional de carga del 16 %. Por el contrario, si se mantienen estas dos actuaciones, el margen aumenta hasta el 36,65 %, mayor del objetivo fijado. La tabla 6.24 muestra las diferencias que se producen entre fijar los parámetros originales o mantener las actuaciones mencionadas.

TABLA 6.24 – Comparación de pérdidas del sistema original y la que se consigue realizando la actuación propuesta por el algoritmo en el período 18.

Estado	$P_{perd}$ (MW)	$Q_{G_{total}}$ (Mvar)
Inicial	54,20	587,57
Manteniendo actuaciones precedentes	54,40	584,18

Como en casos anteriores en la tabla 6.24 se demuestra que los cambios en las pérdidas son poco significativos, al tiempo que la necesidad de generación de potencia reactiva tiende a disminuir, significando un mejor reparto de estos recursos en el sistema.

La tabla 6.25 resume todas las actuaciones propuestas para mejorar la seguridad en la operación en la red de 24 nudos.

TABLA 6.25 – Resumen de actuaciones en la red de 24 nudos.

Actuación N°	Período	Valor inicial	Valor final
1	T4	$t_{(10,11)}^0 = 0,9700$	$t'_{(10,11)} = 0,9950$
2	T6	$V_{18}^0 = 1,0984$	$V'_{18} = 1,0912$
3	T6	$t_{(10,11)}^0 = 0,9950$	$t'_{(10,11)} = 1,0050$
4	T6	$V_7^0 = 1,0051$	$V'_7 = 1,0161$
5	T8	$t_{(10,12)}^0 = 0,9600$	$t'_{(10,12)} = 1,0275$
6	T10	$t_{(9,12)}^0 = 1,0800$	$t'_{(9,12)} = 0,9700$
7	T18	$t_{(10,12)}^0 = 1,0275$	$t'_{(10,12)} = 0,9900$

## 6.5. Resumen del capítulo

En el presente capítulo se han expuesto los resultados que se obtienen de aplicar la metodología expuesta en esta tesis para mejorar el perfil de potencias reactivas y, por tanto, la seguridad de los sistemas eléctricos de potencia.

Se han empleado tres sistemas para el objetivo planteado anteriormente: primero se estudió el caso de una red de 14 barras, y se demostró que con solo dos actuaciones puede garantizarse un aumento determinado de la carga del sistema manteniendo en todo caso un margen de seguridad adecuado.

A continuación se estudió una red mucho más amplia, para demostrar que la metodología expuesta funciona adecuadamente incluso en redes próximas a las redes reales. El sistema de estudio tiene 118 barras y 54 generadores. También en este caso se demuestra que con sólo dos actuaciones se asegura el incremento de demanda deseado manteniendo un margen de seguridad adecuado.

Por último, se ha estudiado la implementación de la metodología propuesta sobre un sistema del que se conoce la evolución diaria de la demanda, estudiando las implicaciones que tienen las actuaciones del pasado sobre los períodos venideros y las implicaciones que tienen las actuaciones que propone el algoritmo sobre las pérdidas de potencia activa y la seguridad del sistema.

# Chapter 7

## Conclusions

### 7.1. Summary

This thesis addresses the voltage control/reactive power problems that arise in operating a Power System (PS).

The PS is influenced by a large number of variables that can be separated into active power and reactive power variables.

The limits on these variables together with the limits imposed by the equations employed to model system behaviour define the feasible area for PS operation.

The variables which are not under the operator's direct control in real time are considered to be parameters. This is the case in electricity demand and active power production in generating plants. Decision variables are those whose set-points are under the operator's control in real time.

It is on this basis that one may study the effect that the various limits that can occur in a PS have on its security during real-time operation. In particular, the operational limits and physical boundaries are considered. The latter, SNB or LIB, are of particular interest, as they are critical for system operation. When either boundary is reached, a voltage collapse may occur, resulting in a partial or total blackout. For these reasons, constant monitoring is required to ensure that the system is operating at values as far from the limits as possible.

Chapter 3 presents the different techniques used to study voltage stability in a PS. Special attention is given to sensitivity analysis. The system limits can be detected using the sensitivities obtained from the power flow equations as indicators. Next, two different tools employed to compute the sensitivities are discussed: continuation techniques and

direct or optimization techniques. Applying these techniques, the limits that the system reaches during its evolution can also be detected.

Chapter 4 is devoted to the study of the Voltage Security Constrained OPF (VSCOPF) as a tool for identifying the variables that lead to a greater loadability margin in the system. As the VSCOPF is based on nonlinear optimization techniques, this chapter provides a brief overview of the most appropriate resolution techniques for nonlinear programming problems. Finally, the results obtained using this technique for the IEEE 14, 24 and 118 bus systems are discussed.

Subsequently, Chapter 5 summarizes a compendium of useful techniques for the development of a new methodology aimed at achieving an increase in the loadability margin in a PS. These techniques employ some of the features studied in previous chapters, such as the calculation of load flow equation sensitivities or linear variation in the loadability margin of a system with respect to the reactive power/voltage control variables.

Finally, the results obtained from the application of the proposed methodology to the IEEE 14, 24 and 118 bus systems are graphically represented and discussed.

## 7.2. General conclusions

The work presented in this thesis concerns the possible control variable actions that prepare the system to operate for a different electricity demand. For this purpose, a methodology for determining system evolution from the demand forecast and market results has been proposed. This methodology is based on several relatively simple techniques with low computational costs. By applying these techniques, the system evolution limits can be obtained. Furthermore, certain system sensitivities, which are useful for determining the aforementioned actions, can also be computed. The first conclusion that can be deduced from the results is that, for a particular load increment direction, it is possible to determine a few actions that can be taken on the control variables that will allow the system to work safely at a different electric load. These actions could be computed using a VSCOPF. Doing so, however, would imply the rescheduling of a large number of control variables as well as high computational costs. A secure system state can be obtained performing a few actions which can be determined with the proposed methodology. Moreover, the computational cost of this option is relatively low, as demonstrated here.

The proposed methodology makes use of the linear behaviour of the system loading margin with respect to the reactive power/voltage control variables. This property facilitates the computation of suitable set-points for control variables when the system is operating at different loading conditions.

From the 24-bus system evolution results, it can be concluded that by performing

the proposed actions, the system reaches an operational state with active power losses somewhat greater than the active power losses observed during an OPF-obtained state. Once these actions are performed, the system is prepared to meet the electricity demand for the next hour, and will continue to do so as long as the load increment pattern remains stable. For different load increment patterns, it could be necessary to reset the system to the minimum losses state and compute new actuations.

Finally, as the proposed methodology is based on relatively simple techniques, the operators are more likely to accept the actuations obtained with it. The opposite happens in the case of VSCOPF-obtained results, as the resolution process proves to be a black box for system operators.

### 7.3. Main contributions

The main contributions of this thesis can be summarized as follows:

1. Studying the effect on system variable limits of the sensitivities obtained from the power flow equations. This information is useful for determining the limits that the system will reach during its evolution.
2. Studying the effect of the system limits on loadability. In this area, the limits on generator reactive power is of particular interest. Understanding the effects of these limits in advance allows the operator to determine the preventive actions required to make the system safer.
3. Studying the linear behaviour of the system loading margin with respect to the reactive power/voltage control variables. The effect of the system limits on the linearity of these relationships was also examined.
4. An efficiency ratio is proposed. This ratio allows the operator to compare the effects of actions taken on different control variables on system loadability. One must bear in mind that the control variables to be compared can have very different characteristics; for example, the taps of a regulating transformer and the susceptance of a shunt capacitor bank.
5. A new methodology to determine the limits that constrain system evolution as the load varies is proposed. The proposed methodology is useful for determining the appropriate preventive actions to be taken on reactive power/voltage control variables in order to improve system evolution security.
6. An analysis of the results obtained using the proposed methodology on several test systems of the IEEE. A case of daily load evolution is also assessed using the IEEE 24 bus test system.

## 7.4. Publications

The work developed in this thesis has led to a series of publications in international conferences and a journal indexed in the JCR index. These publications are listed below:

- A. Marano Marcolini, J.L. Martinez Ramos, A.L. Trigo Garcia, P. Martínez Lacañina, “Procedimiento para alejar el sistema del colapso de tensiones utilizando técnicas de optimización y análisis de sensibilidad”, Congreso Hispano-Luso de Ingeniería Eléctrica, Marbella, Julio de 2005.
- A. Marano Marcolini, A.L. Trigo Garcia, J.L. Martinez Ramos, “A new technique to compute control actions to prevent voltage collapse using optimization techniques and sensitivity analysis”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal (Canadá), 2006.
- A. Marano Marcolini, A.L. Trigo Garcia, J.L. Martinez Ramos, J.M. Mauricio Ferramola, “Preventive control actions to enlarge the load margin using VSCOPF & sensitivity techniques”, Power Tech, 2007 IEEE Lausanne (Suiza), pp.1468-1473, 1-5 July 2007.
- A. Marano Marcolini, J.L. Martinez Ramos, E. Romero Ramos, A.L. Trigo Garcia, “Preventive voltage control actions to securely face load evolution in power systems”, Electric Power Systems Research, 2009, ISSN 0378-7796, DOI: 10.1016/j.epsr.2009.10.006.

## 7.5. Future directions

Further research may be carried out to address the following issues:

- In recent years significant improvements have been made in the area of solving VSCOPF problems with discrete variables; however, this issue continues to be a major challenge when dealing with very large-scale systems with variables of different characteristics [99].
- A major difficulty that appears in the mathematical modelling of a power system is the discontinuity in the system of equations that occurs when any of the system component devices reaches a limit. However, being familiar with the several states that occur during system evolution is essential for its operation, as demonstrated in this thesis. It is therefore worthwhile to explore modelling alternatives that include these discontinuities. One promising technique is the use of mathematical programs

with equilibrium constraints (MPEC) [100], the application of which to PS leads to an important field of study.

- The electrical system is usually studied based on the most likely scenario. However, in current PS, in which a considerable amount of energy production is based on renewable energy, the uncertainty as to the occurrence of each scenario arises as a new variable to consider. Bi-level optimization techniques have been identified as promising approaches for taking the effect of uncertainty into account, but their application to large-scale PS is still considered to be an open field for research.



# Apéndice A

## Datos de los sistemas eléctricos usados

### A.1. Sistema test de 5 nudos

El esquema de la red puede verse en la figura A.1. Entre las barras 2 – 5 y 4 – 1 se sitúan dos transformadores con tomas regulables, inicialmente fijadas en 1 pu. En la barra 3 hay una batería de condensadores de potencia nominal 50 Mvar que inyecta en el momento inicial a la barra 5,58 Mvar. Las cargas de la red están en las barras 1 y 3 con valores de 20 y 200 MW respectivamente para la potencia activa y de 10 y 70 Mvar para la potencia reactiva.

Los parámetros de las líneas y transformadores pueden obtenerse de la tabla A.1 mientras que las características de los dos generadores figuran en la tabla A.2.

TABLA A.1 – Líneas y transformadores de la red de 5 nudos.

De	a	$R$ pu	$X$ pu	$B$ pu	$S_{max}$ MVA
4	1	0,003	0,04	0,00	250,00
2	5	0,006	0,08	0,00	140,00
4	3	0,036	0,40	0,44	300,00
5	3	0,018	0,20	0,44	300,00
4	5	0,009	0,10	0,22	300,00

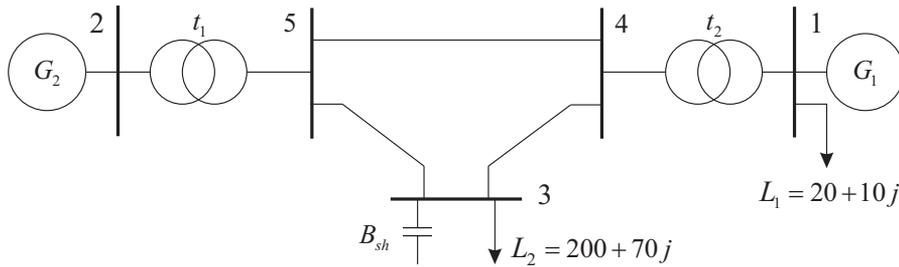


FIGURA A.1 – Red de 5 barras y dos generadores.

TABLA A.2 – Flujo de cargas inicial de la red de 5 nudos.

Barra	$V_0$ pu	$\theta_0$ rad	$P_G^0$ MW	$Q_G^0$ Mvar	$Q_G^{min}$ Mvar	$Q_G^{max}$ Mvar
1	1,05	-0,47	130,00	51,047	-70,00	100,00
2	1,00	0,00	97,20	-0,878	-200,00	200,00
3	0,8929	-20,89				
4	1,0310	-2,73				
5	0,9961	-4,48				

## A.2. Sistema test IEEE de 14 barras

En esta sección se describe la red de 14 barras empleada como test para la obtención de resultados (figura A.2). Esta red tiene 5 generadores síncronos, tres de los cuales son compensadores síncronos empleados para dar soporte de reactiva en la red. La barra 9 tiene en conexión paralelo un banco de condensadores con un valor inicial de 19 MVA.

La barra de referencia (slack) es la barra 1. Los datos expresados en p.u. usan una potencia base de 100 MVA.

Las cargas del sistema están situadas en 11 de las 14 barras e inicialmente totalizan 259 MW y 73.5 Mvar respectivamente. El detalle de las cargas del sistema puede verse en la tabla A.3.

Los datos de los generadores están contenidos en la tabla A.4 donde puede verse la tensión de consigna inicial.

El archivo 14n5g.k utilizado para definir los incrementos de carga y generación por nudo en el programa UWPFLOW [101] se detalla en la tabla A.7.

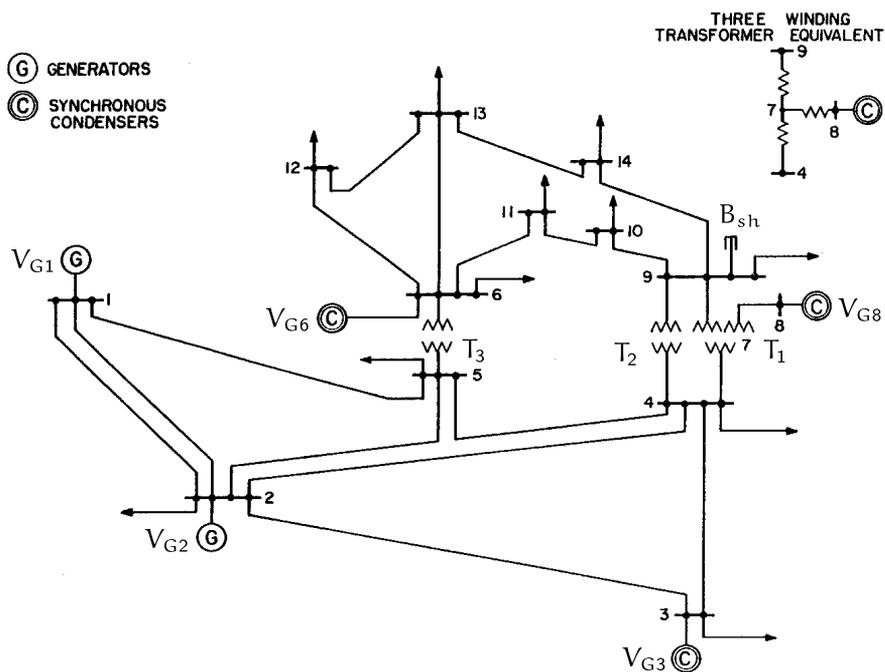


FIGURA A.2 – Diagrama de la red IEEE de 14 nudos.

TABLA A.3 – Datos de los nudos y flujo de cargas inicial.

Barra	$P_L$ (MW)	$Q_L$ (Mvar)	Tensión (V)	Ángulo (deg)
1	0	0	1,060	0,00
2	21,7	12,7	1,045	-4,98
3	94,2	19	1,010	-12,72
4	47,8	-3,9	1,019	-10,32
5	7,6	1,6	1,020	-8,78
6	11,2	7,5	1,070	-14,22
7	0	0	1,062	-13,37
8	0	0	1,090	-13,37
9	29,5	16,6	1,056	-14,95
10	9	5,8	1,051	-15,10
11	3,5	1,8	1,057	-14,80
12	6,1	1,6	1,055	-15,08
13	13,5	5,8	1,050	-15,16
14	14,9	5	1,036	-16,04

TABLA A.4 – Datos de los generadores.

Nº	Barra	$P_G^0$ (MW)	$Q_G^0$ (Mvar)	$Q_G^{max}$ (Mvar)	$Q_G^{min}$ (Mvar)	$V_{esp}^0$ (V)
1	1	232,47	-16,93	99	-99	1,060
2	2	40	44,57	50	-40	1,045
3	3	0	25,63	40	0	1,010
4	6	0	24	24	-6	1,070
5	8	0	24	24	-6	1,090

TABLA A.5 – Datos de las líneas.

Nº	De barra	A barra	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)
1	1	2	0,01938	0,05917	0,05280
2	1	5	0,05403	0,22304	0,04920
3	2	3	0,04699	0,19797	0,04380
4	2	4	0,05811	0,17632	0,03740
5	2	5	0,05695	0,17388	0,03400
6	3	4	0,06701	0,17103	0,03460
7	4	5	0,01335	0,04211	0,01280
8	6	11	0,09498	0,19890	0,00000
9	6	12	0,12291	0,25581	0,00000
10	6	13	0,06615	0,13027	0,00000
11	7	8	0,00000	0,17615	0,00000
12	7	9	0,00000	0,11001	0,00000
13	9	10	0,03181	0,08450	0,00000
14	9	14	0,12711	0,27038	0,00000
15	10	11	0,08205	0,19207	0,00000
16	12	13	0,22092	0,19988	0,00000
17	13	14	0,17093	0,34802	0,00000

TABLA A.6 – Datos de los transformadores.

Nº	De barra	A barra	$R (pu)$	$X (pu)$	$B (pu)$	$t^0$	$t^{max}$	$t^{min}$
1	4	7	0	0,20912	0	0,978	1,1	0,9
2	4	9	0	0,55618	0	0,969	1,1	0,9
3	5	6	0	0,25202	0	0,932	1,1	0,9
4	7	8	0	0,17615	0	1,000	1,1	0,9
5	7	9	0	0,11001	0	1,000	1,1	0,9

### A.3. Sistema IEEE RTS - 1996 de 24 barras

Esta red fue planteada por la *Reliability Test System Task Force* para su uso principalmente en estudios de fiabilidad de sistemas de potencia, aunque debido a que contiene los principales elementos que se encuentran en tales sistemas, puede ser empleada para otro tipo de estudios.

La red contiene 24 barras, 11 de ellas con grupos de generación. La barra 14 tiene conectada un compensador síncrono. Además, en el nudo 6 existe una reactancia inductiva con un valor nominal de 100 MVA.

El sistema está dividido en dos regiones con tensiones distintas, una de 138 kV y la otra de 230 kV, unidas por 5 transformadores de tomas variables. El nudo slack es el número 13. La descripción detallada de esta red puede encontrarse en [98].

Las unidades expresadas en p.u. utilizan una potencia base de 100 MVA.

La situación de partida de la red pasa a describirse a continuación. Los datos originales se obtienen de la ya mencionada referencia [98]. En esta se definen los parámetros de las líneas y transformadores así como las características de las unidades de generación y los nudos donde están ubicadas las cargas.

El valor de las cargas viene definido de forma estacional. Proporciona una carga de punta para cada nudo de la red para posteriormente indicar que porcentaje de esa carga se alcanza en cada semana, día y hora del año. Para los estudios que se realizan en este trabajo se empleará un día de carga punta, correspondiente a un martes de una semana invernal (tabla A.8).

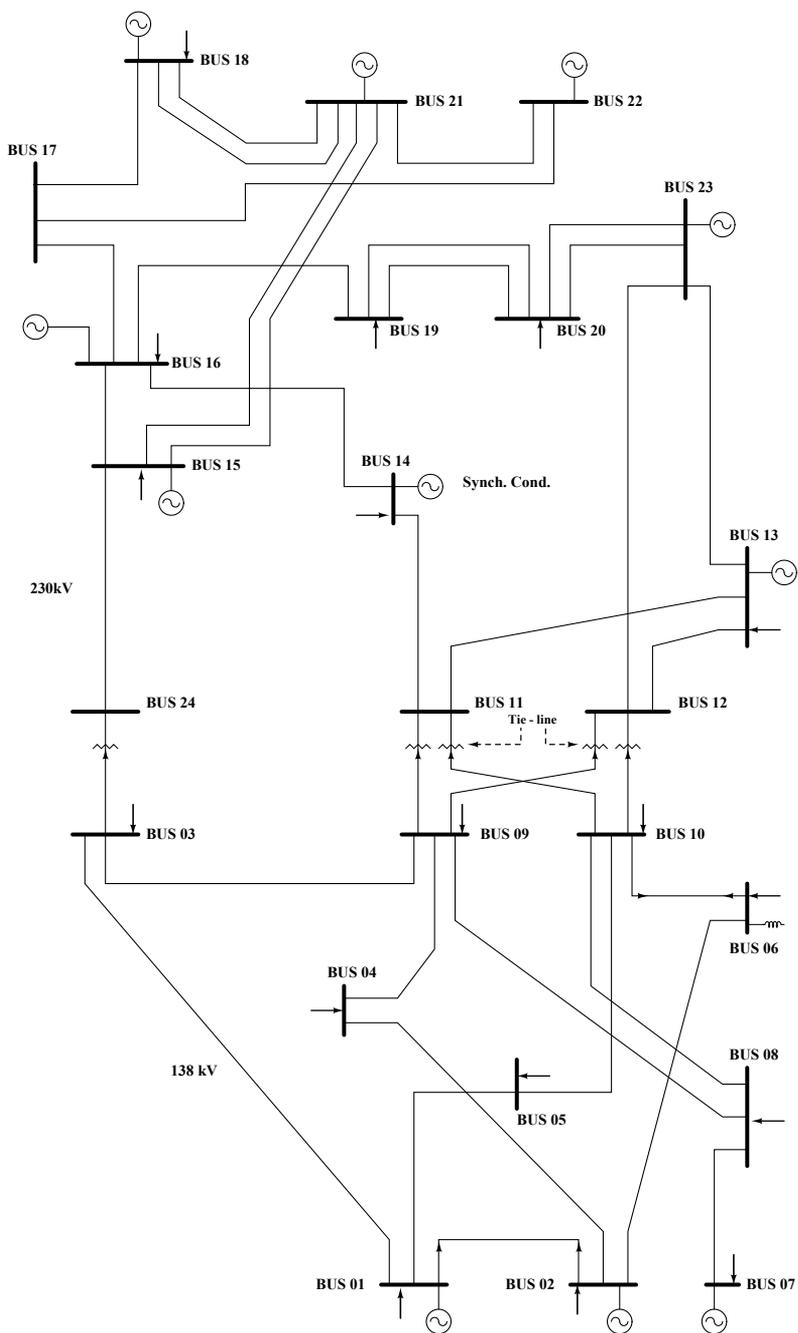


FIGURA A.3 – Esquema del sistema IEEE RTS de 24 nudos.

TABLA A.7 – Datos del archivo ‘14n5g.k’ utilizado en UW-PFLOW.

Barra	$DP_G$	$P_{nl}$	$Q_{nl}$
1	1,5	0	0
2	1	0,22	0,13
3	0	0,94	0,19
4	0	0,48	-0,04
5	0	0,08	0,02
6	0	0,11	0,08
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0,3	0,17
10	0	0,09	0,06
11	0	0,04	0,02
12	0	0,06	0,02
13	0	0,14	0,06
14	0	0,15	0,05

TABLA A.8 – Carga conectada a los nudos del sistema.

	1	2	3	4	5	6	7	8	Barra	9	10	13	14	15	16	18	19	20
Hora 1	P	72.36	64.99	120.6	49.58	47.57	91.12	83.75	114.57	117.25	130.65	177.55	129.98	212.39	67	223.11	121.27	85.76
	Q	14.74	13.4	24.79	10.05	9.38	18.76	16.75	23.45	24.12	26.8	36.18	26.13	42.88	13.4	45.56	24.79	17.42
Hora 2	P	68.04	61.11	113.4	46.62	44.73	85.68	78.75	107.73	110.25	122.85	166.95	122.22	199.71	63	209.79	114.03	80.64
	Q	13.86	12.6	23.31	9.45	8.82	17.64	15.75	22.05	22.68	25.2	34.02	24.57	40.32	12.6	42.84	23.31	16.38
Hora 3	P	64.8	58.2	108	44.4	42.6	81.6	75	102.6	105	117	159	116.4	190.2	60	199.8	108.6	76.8
	Q	13.2	12	22.2	9	8.4	16.8	15	21.6	21.6	24	32.4	23.4	38.4	12	40.8	22.2	15.6
Hora 4	P	63.72	57.23	106.2	43.66	41.89	80.24	73.75	100.89	103.25	115.05	156.35	114.46	187.03	59	196.47	106.79	75.52
	Q	12.98	11.8	21.83	8.85	8.26	16.52	14.75	20.65	21.24	23.6	31.86	23.01	37.76	11.8	40.12	21.83	15.34
Hora 5	P	63.72	57.23	106.2	43.66	41.89	80.24	73.75	100.89	103.25	115.05	156.35	114.46	187.03	59	196.47	106.79	75.52
	Q	12.98	11.8	21.83	8.85	8.26	16.52	14.75	20.65	21.24	23.6	31.86	23.01	37.76	11.8	40.12	21.83	15.34
Hora 6	P	64.8	58.2	108	44.4	42.6	81.6	75	102.6	105	117	159	116.4	190.2	60	199.8	108.6	76.8
	Q	13.2	12	22.2	9	8.4	16.8	15	21.6	21.6	24	32.4	23.4	38.4	12	40.8	22.2	15.6
Hora 7	P	79.92	71.78	133.2	54.76	52.54	100.64	92.3	126.54	129.5	144.3	196.1	143.56	234.58	74	246.42	133.94	94.72
	Q	16.28	14.8	27.38	11.1	10.36	20.72	18.5	25.9	26.64	29.6	39.96	28.86	47.36	14.8	50.32	27.38	19.24
Hora 8	P	92.88	83.42	154.8	63.64	61.06	116.96	107.5	147.06	150.5	167.7	227.9	166.84	272.62	86	286.38	155.66	110.08
	Q	18.92	17.2	31.82	12.9	12.04	24.08	21.5	30.1	30.96	34.4	46.44	33.54	55.04	17.2	58.48	31.82	22.36
Hora 9	P	102.6	92.15	171	70.3	67.45	129.2	118.75	162.45	166.25	185.25	251.75	184.3	301.15	95	316.35	171.95	121.6
	Q	20.9	19	35.15	14.25	13.3	26.6	23.75	33.25	34.2	38	51.3	37.05	60.8	19	64.6	35.15	24.7
Hora 10	P	103.68	93.12	172.8	71.04	68.16	130.56	120	164.16	168	187.2	264.4	186.24	304.32	96	319.68	173.76	122.88
	Q	21.12	19.2	35.52	14.4	13.44	26.88	24	33.6	34.56	38.4	51.84	37.44	61.44	19.2	65.28	35.52	24.96
Hora 11	P	103.68	93.12	172.8	71.04	68.16	130.56	120	164.16	168	187.2	264.4	186.24	304.32	96	319.68	173.76	122.88
	Q	21.12	19.2	35.52	14.4	13.44	26.88	24	33.6	34.56	38.4	51.84	37.44	61.44	19.2	65.28	35.52	24.96
Hora 12	P	102.6	92.15	171	70.3	67.45	129.2	118.75	162.45	166.25	185.25	251.75	184.3	301.15	95	316.35	171.95	121.6
	Q	20.9	19	35.15	14.25	13.3	26.6	23.75	33.25	34.2	38	51.3	37.05	60.8	19	64.6	35.15	24.7
Hora 13	P	102.6	92.15	171	70.3	67.45	129.2	118.75	162.45	166.25	185.25	251.75	184.3	301.15	95	316.35	171.95	121.6
	Q	20.9	19	35.15	14.25	13.3	26.6	23.75	33.25	34.2	38	51.3	37.05	60.8	19	64.6	35.15	24.7
Hora 14	P	102.6	92.15	171	70.3	67.45	129.2	118.75	162.45	166.25	185.25	251.75	184.3	301.15	95	316.35	171.95	121.6
	Q	20.9	19	35.15	14.25	13.3	26.6	23.75	33.25	34.2	38	51.3	37.05	60.8	19	64.6	35.15	24.7
Hora 15	P	100.44	90.21	167.4	68.82	66.03	126.48	116.25	159.03	162.75	181.35	240.22	180.42	294.81	93	309.69	168.33	119.04
	Q	20.46	18.6	34.41	13.95	13.02	26.04	23.25	32.55	33.48	37.2	50.42	36.27	59.52	18.6	63.24	34.41	24.18
Hora 16	P	101.52	91.18	169.2	69.56	66.74	127.84	117.5	160.74	164.5	183.3	249.1	182.36	297.98	94	313.02	170.14	120.32
	Q	20.68	18.8	34.78	14.1	13.16	26.32	23.5	32.9	33.84	37.6	50.76	36.66	60.16	18.8	63.92	34.78	24.44
Hora 17	P	106.92	96.03	178.2	73.26	70.29	134.64	123.75	169.29	173.25	193.05	262.35	192.06	313.83	99	329.67	179.19	126.72
	Q	21.78	19.8	36.63	14.85	13.86	27.72	24.75	34.65	35.64	39.6	53.46	38.61	63.36	19.8	67.32	36.63	25.74
Hora 18	P	108	97	180	74	71	136	125	171	175	195	265	194	317	100	333	181	128
	Q	22	20	37	15	14	28	25	35	36	40	54	39	64	20	68	37	26
Hora 19	P	108	97	180	74	71	136	125	171	175	195	265	194	317	100	333	181	128
	Q	22	20	37	15	14	28	25	35	36	40	54	39	64	20	68	37	26
Hora 20	P	103.68	93.12	172.8	71.04	68.16	130.56	120	164.16	168	187.2	264.4	186.24	304.32	96	319.68	173.76	122.88
	Q	21.12	19.2	35.52	14.4	13.44	26.88	24	33.6	34.56	38.4	51.84	37.44	61.44	19.2	65.28	35.52	24.96
Hora 21	P	103.68	93.12	172.8	71.04	68.16	130.56	120	164.16	168	187.2	264.4	186.24	304.32	96	319.68	173.76	122.88
	Q	21.12	19.2	35.52	14.4	13.44	26.88	24	33.6	34.56	38.4	51.84	37.44	61.44	19.2	65.28	35.52	24.96
Hora 22	P	89.64	80.51	149.4	61.42	58.93	112.88	103.75	141.93	145.25	161.85	219.95	161.02	263.11	83	276.39	150.23	106.24
	Q	18.26	16.6	30.71	12.45	11.62	23.24	20.75	29.05	29.88	33.2	44.82	32.37	53.12	16.6	56.44	30.71	21.58
Hora 23	P	78.84	70.81	131.4	54.02	51.83	99.28	91.25	124.83	127.75	142.35	193.45	141.62	231.41	73	243.09	133.13	93.44
	Q	16.06	14.6	27.01	10.95	10.22	20.44	18.25	25.55	26.28	29.2	39.42	28.47	46.72	14.6	49.64	27.01	18.98

El sistema consta en total de 32 unidades de generación de potencia activa repartidos en 10 barras. El primer paso consiste en realizar un despacho económico con los datos de coste de cada unidad. Para esto se tienen en cuenta las restricciones de potencias máximas y mínimas, rampas de subida y bajada y costes de arranque. Las potencias de consigna en cada barra resultantes de este despacho pueden verse en la tabla A.9.

TABLA A.9 – Generación de potencia activa en cada período en MW.

Período	Barra									
	1	2	7	13	15	16	18	21	22	23
T1	76	76	25	322,06	55	55	398,52	398,52	300	250
T2	76	76	25	168,31	72,36	72,36	400	400	250	300,26
T3	76	76	25	164,47	74,07	74,07	400	400	150	306,84
T4	76	76	25	165,04	68,94	68,94	400	400	150	287,11
T5	76	76	25	165,04	68,94	68,94	400	400	150	287,11
T6	76	76	25	164,47	74,07	74,07	400	400	150	306,84
T7	76	76	25	492,64	62,25	62,25	400	400	300	264,5
T8	76	76	75	480,98	114,45	114,45	400	400	300	470,12
T9	108	108	75	562,3	162,23	132,23	400	400	300	520,5
T10	108	108	75	562,28	169,74	139,74	400	400	300	535,54
T11	108	108	75	475,18	185	155	400	400	300	594,99
T12	108	108	75	475,03	184,73	154,73	400	400	300	565,57
T13	108	108	75	475,03	184,73	154,73	400	400	300	565,57
T14	108	108	75	475,03	184,73	154,73	400	400	300	565,57
T15	108	108	75	474,9	169,74	139,74	400	400	300	535,54
T16	108	108	75	475	177,22	147,22	400	400	300	550,53
T17	120,51	120,51	75	473,43	185	155	400	400	300	660
T18	135,5	135,5	75	471,11	185	155	400	400	300	660
T19	135,5	135,5	75	471,11	185	155	400	400	300	660
T20	108	108	75	475,18	185	155	400	400	300	594,99
T21	108	108	75	475,18	185	155	400	400	300	594,99
T22	76	76	75	481,48	99,51	99,51	400	400	300	409,98
T23	76	76	25	483,26	57,25	57,25	400	400	300	254,5

Las potencias reactivas disponibles en cada barra dependen de las unidades conectadas en cada momento en ellas. Teniendo esto en cuenta, una vez resuelto el problema del despacho económico se procede a realizar un OPF en cada período con el objetivo de minimizar las pérdidas. Las variables objeto de la optimización son las tensiones de las barras PV. Los resultados del OPF se pueden visualizar en la tabla A.10. Los márgenes de generación de potencia reactiva usados para hallar estos resultados figuran en la tabla A.11 y son un 30 % inferiores a los indicados en [98].

TABLA A.10 – Consigna de tensión inicial de la red de 24 nudos.

Período	Barra										
	1	2	7	13	14	15	16	18	21	22	23
T1	1,081	1,080	1,050	1,075	1,085	1,089	1,089	1,10	1,10	1,10	1,090
T2	1,082	1,081	1,051	1,078	1,091	1,092	1,093	1,10	1,10	1,10	1,097
T3	1,085	1,085	1,055	1,083	1,091	1,093	1,094	1,10	1,10	1,10	1,098
T4	1,087	1,087	1,058	1,086	1,093	1,093	1,095	1,10	1,10	1,10	1,098
T5	1,087	1,087	1,058	1,086	1,093	1,093	1,095	1,10	1,10	1,10	1,098
T6	1,085	1,085	1,055	1,083	1,091	1,093	1,094	1,10	1,10	1,10	1,098
T7	1,079	1,078	1,047	1,075	1,078	1,087	1,087	1,10	1,10	1,10	1,087
T8	1,074	1,074	1,053	1,094	1,094	1,088	1,091	1,10	1,10	1,10	1,100
T9	1,078	1,078	1,048	1,095	1,092	1,088	1,091	1,10	1,10	1,10	1,100
T10	1,077	1,076	1,046	1,093	1,090	1,088	1,091	1,10	1,10	1,10	1,100
T11	1,079	1,078	1,048	1,093	1,089	1,087	1,090	1,10	1,10	1,10	1,100
T12	1,078	1,077	1,047	1,091	1,089	1,088	1,090	1,10	1,10	1,10	1,100
T13	1,078	1,077	1,047	1,091	1,089	1,088	1,090	1,10	1,10	1,10	1,100
T14	1,078	1,077	1,047	1,091	1,089	1,088	1,090	1,10	1,10	1,10	1,100
T15	1,079	1,078	1,048	1,090	1,091	1,088	1,091	1,10	1,10	1,10	1,100
T16	1,080	1,079	1,049	1,092	1,091	1,088	1,091	1,10	1,10	1,10	1,100
T17	1,085	1,084	1,051	1,095	1,088	1,087	1,089	1,10	1,10	1,10	1,100
T18	1,087	1,087	1,050	1,094	1,088	1,087	1,090	1,10	1,10	1,10	1,100
T19	1,087	1,087	1,050	1,094	1,088	1,087	1,090	1,10	1,10	1,10	1,100
T20	1,079	1,078	1,048	1,093	1,089	1,087	1,090	1,10	1,10	1,10	1,100
T21	1,079	1,078	1,048	1,093	1,089	1,087	1,090	1,10	1,10	1,10	1,100
T22	1,075	1,075	1,055	1,092	1,093	1,088	1,092	1,10	1,10	1,10	1,100
T23	1,079	1,078	1,048	1,073	1,076	1,086	1,087	1,10	1,10	1,10	1,086

TABLA A.11 – Capacidad de generación de potencia reactiva en cada período en MVA.

Período		Barra										
		1	2	7	13	14	15	16	18	21	22	23
T1	$Q_{max}$	42	42	42	112	140	56	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T2	$Q_{max}$	42	42	42	56	140	56	56	140	140	56	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-125
T3	$Q_{max}$	42	42	42	56	140	56	56	140	140	33,6	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-30	-125
T4	$Q_{max}$	42	42	42	56	140	56	56	140	140	33,6	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-30	-125
T5	$Q_{max}$	42	42	42	56	140	56	56	140	140	33,6	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-30	-125
T6	$Q_{max}$	42	42	42	56	140	56	56	140	140	33,6	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-30	-125
T7	$Q_{max}$	42	42	42	168	140	56	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T8	$Q_{max}$	42	42	126	168	140	56	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T9	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T10	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T11	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T12	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T13	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T14	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T15	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T16	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T17	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T18	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T19	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T20	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T21	$Q_{max}$	56	56	126	168	140	77	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T22	$Q_{max}$	42	42	126	168	140	56	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125
T23	$Q_{max}$	42	42	42	168	140	56	56	140	140	67,2	217
	$Q_{min}$	-50	-50	0	0	-50	-50	-50	-50	-50	-60	-125

TABLA A.12 – Datos de las líneas.

Nº	De barra	A barra	$R (pu)$	$X (pu)$	$B (pu)$	$P^{max} (MVA)$
1	1	2	0,0030	0,0140	0,4610	175
2	1	3	0,0550	0,2110	0,0570	175
3	1	5	0,0220	0,0850	0,0230	175
4	2	4	0,0330	0,1270	0,0340	175
5	2	6	0,0500	0,1920	0,0520	175
6	3	9	0,0310	0,1190	0,0320	175
7	4	9	0,0270	0,1040	0,0280	175
8	5	10	0,0230	0,0880	0,0240	175
9	6	10	0,0140	0,0610	2,4590	175
10	7	8	0,0160	0,0610	0,0170	175
11	8	9	0,0430	0,1650	0,0450	175
12	8	10	0,0430	0,1650	0,0450	175
13	11	13	0,0060	0,0480	0,1000	500
14	11	14	0,0050	0,0420	0,0880	500
15	12	13	0,0060	0,0480	0,1000	500
16	12	23	0,0120	0,0970	0,2030	500
17	13	23	0,0110	0,0870	0,1820	500
18	14	16	0,0050	0,0590	0,0820	500
19	15	16	0,0020	0,0170	0,0360	500
20	15	21	0,0030	0,0245	0,2060	1000
21	15	24	0,0070	0,0520	0,1090	500
22	16	17	0,0030	0,0260	0,0550	500
23	16	19	0,0030	0,0230	0,0490	500
24	17	18	0,0020	0,0140	0,0300	500
25	17	22	0,0140	0,1050	0,2210	500
26	18	21	0,0015	0,0130	0,1100	1000
27	19	20	0,0025	0,0200	0,1660	1000
28	20	23	0,0015	0,0110	0,0920	1000
29	21	22	0,0090	0,0680	0,1420	500

TABLA A.13 – Datos de los transformadores.

Nº	De barra	A barra	$R$ (pu)	$X$ (pu)	$B$ (pu)	$P^{max}$ (MVA)	$t^{max}$	$t^{min}$
1	3	24	0,0020	0,0840	0,0000	400	1,1	0,9
2	9	11	0,0020	0,0840	0,0000	400	1,1	0,9
3	9	12	0,0020	0,0840	0,0000	400	1,1	0,9
4	10	11	0,0020	0,0840	0,0000	400	1,1	0,9
5	10	12	0,0020	0,0840	0,0000	400	1,1	0,9

TABLA A.14 – Estado inicial de las tomas regulables de los transformadores.

Período	Toma				
	$t_{(3,24)}$	$t_{(9,11)}$	$t_{(9,12)}$	$t_{(10,11)}$	$t_{(10,12)}$
T1	1,000	1,070	1,060	0,990	0,980
T2	1,000	1,060	1,050	0,980	0,970
T3	1,000	1,050	1,040	0,970	0,970
T4	1,000	1,040	1,040	0,970	0,970
T5	1,000	1,040	1,040	0,970	0,970
T6	1,000	1,050	1,040	0,970	0,970
T7	1,000	1,090	1,070	1,010	0,990
T8	1,000	1,090	1,060	1,000	0,960
T9	1,010	1,100	1,070	1,010	0,960
T10	1,010	1,100	1,080	1,010	0,960
T11	1,010	1,100	1,080	1,010	0,960
T12	1,010	1,100	1,080	1,010	0,960
T13	1,010	1,100	1,080	1,010	0,960
T14	1,010	1,100	1,080	1,010	0,960
T15	1,010	1,100	1,070	1,010	0,960
T16	1,010	1,100	1,070	1,010	0,960
T17	1,010	1,100	1,080	1,020	0,960
T18	1,010	1,100	1,080	1,020	0,960
T19	1,010	1,100	1,080	1,020	0,960
T20	1,010	1,100	1,080	1,010	0,960
T21	1,010	1,100	1,080	1,010	0,960
T22	1,000	1,080	1,060	0,990	0,970
T23	1,000	1,090	1,070	1,010	0,990

## A.4. Sistema de 118 barras

La red de 118 barras del IEEE es una simplificación de una parte del sistema de potencia del medio-oeste de los Estados Unidos en el año 1962. Es una red que posee numerosos dispositivos de control de la tensión.

La barra de referencia (slack) es la número 69. Todas las magnitudes expresadas en p.u. utilizan una potencia base de 100 MVA.

La figura A.4 muestra la configuración de la red de este sistema. En las tablas que se incluyen a continuación se han introducido todos los datos necesarios para trabajar con esta red.

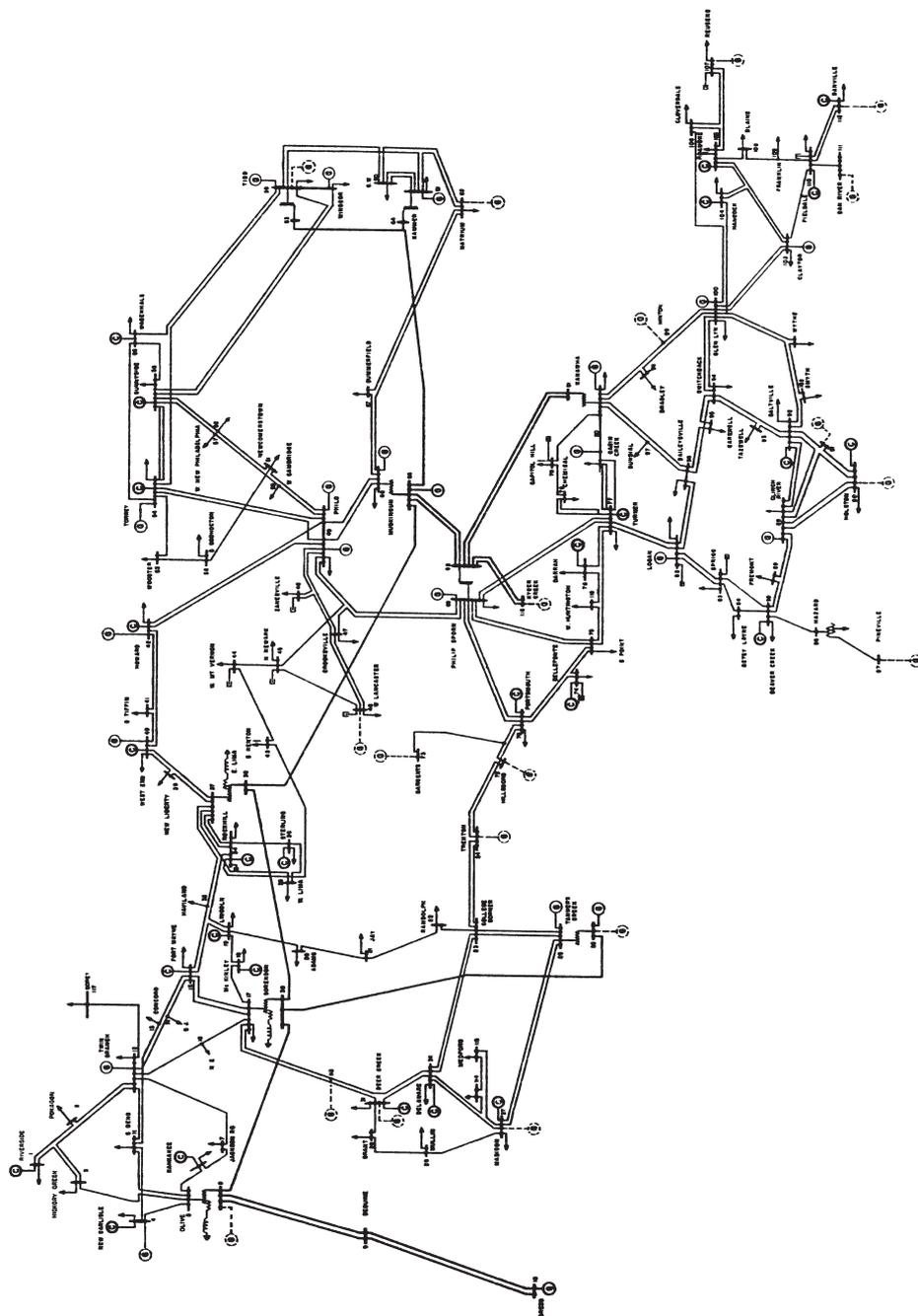


TABLA A.15 – Datos de los generadores.

N°	Barra	$P_G^0$ (MW)	$Q_G^0$ (Mvar)	$Q_G^{max}$ (Mvar)	$Q_G^{min}$ (Mvar)	$V_{esp}^0$ (V)	$DP_G$
1	1	0	15,000	15,0	-5,0	0,950	0
2	4	0	-5,740	300,0	-300,0	1,000	0
3	6	0	28,090	50,0	-13,0	0,990	0
4	8	0	99,180	300,0	-300,0	1,010	0
5	10	517,46	-37,330	200,0	-147,0	1,050	1
6	12	152,46	105,890	120,0	-35,0	0,990	1
7	15	0	22,940	30,0	-10,0	0,970	0
8	18	0	36,390	50,0	-16,0	0,970	0
9	19	0	3,700	24,0	-8,0	0,960	0
10	24	0	-8,330	300,0	-300,0	0,990	0
11	25	287,46	55,240	140,0	-47,0	1,050	1
12	26	381,46	20,710	1000,0	-1000,0	1,010	1
13	27	0	26,610	300,0	-300,0	0,970	0
14	31	0	46,940	300,0	-300,0	0,970	0
15	32	0	-1,250	42,0	-14,0	0,960	0
16	34	0	7,450	24,0	-8,0	0,980	0
17	36	0	21,490	24,0	-8,0	0,980	0
18	40	0	47,290	300,0	-300,0	0,970	0
19	42	0	60,570	300,0	-300,0	0,990	0
20	46	86,46	-6,930	100,0	-100,0	1,000	1
21	49	271,46	140,600	210,0	-85,0	1,020	1
22	54	115,46	13,930	300,0	-300,0	0,950	1
23	55	0	18,190	23,0	-8,0	0,950	0
24	56	0	15,000	15,0	-8,0	0,950	0
25	59	222,46	115,040	180,0	-60,0	0,990	1
26	61	227,46	-44,970	300,0	-100,0	1,000	1
27	62	0	14,320	20,0	-20,0	1,000	0
28	65	458,46	84,720	200,0	-67,0	1,000	1
29	66	459,46	2,100	200,0	-67,0	1,050	1
30	69	583,86	5,120	300,0	-300,0	1,050	1
31	70	0	15,840	32,0	-10,0	0,980	0
32	72	0	-11,070	100,0	-100,0	0,980	0
33	73	0	9,680	100,0	-100,0	0,990	0
34	74	0	9,000	9,0	-6,0	0,960	0
35	76	0	23,000	23,0	-8,0	0,940	0
36	77	0	54,520	70,0	-20,0	1,010	0
37	80	544,46	124,390	280,0	-165,0	1,040	1
38	85	0	19,790	23,0	-8,0	0,990	0
39	87	0	12,960	1000,0	-100,0	1,010	0
40	89	674,46	-7,060	300,0	-210,0	1,000	1
41	90	0	80,520	300,0	-300,0	0,990	0
42	91	0	-13,020	100,0	-100,0	0,980	0
43	92	0	7,050	9,0	-3,0	0,990	0
44	99	0	-17,340	100,0	-100,0	1,010	0
45	100	319,46	114,770	155,0	-50,0	1,020	1
46	103	107,46	40,000	40,0	-15,0	1,010	1
47	104	0	16,430	23,0	-8,0	0,970	0
48	105	0	5,180	23,0	-8,0	0,960	0
49	107	0	14,760	200,0	-200,0	0,950	0
50	110	0	17,470	23,0	-8,0	0,970	0
51	111	103,46	-17,370	1000,0	-100,0	0,980	1
52	112	0	48,810	1000,0	-100,0	0,980	0
53	113	0	48,160	200,0	-100,0	1,010	0
54	116	0	18,030	1000,0	-1000,0	1,000	0

TABLA A.16 – Datos de los nudos y flujo de cargas inicial.

Barra	$P_L^0$ (MW)	$Q_L^0$ (Mvar)	V	Áng.	Barra	$P_L^0$ (MW)	$Q_L^0$ (Mvar)	V	Áng.
1	66,3	35,1	0,9543	-24,540	60	101,4	3,9	0,9925	-6,299
2	26	11,7	0,9692	-23,550	61	0	0	0,9950	-5,159
3	50,7	13	0,9654	-23,360	62	100,1	18,2	0,9980	-6,121
4	48	15,6	0,9980	-18,730	63	0	0	0,9683	-6,835
5	0	0	1,0020	-18,190	64	0	0	0,9836	-4,883
6	67,6	28,6	0,9900	-21,440	65	0	0	1,0050	-1,710
7	24,7	2,6	0,9891	-21,880	66	50,7	23,4	1,0500	-1,480
8	28	0	1,0150	-12,240	67	36,4	9,1	1,0173	-4,624
9	0	0	1,0400	-3,860	68	0	0	1,0046	-2,065
10	0	0	1,0500	4,875	69	0	0	1,0520	0,000
11	91	29,9	0,9825	-21,680	70	85,8	26	0,9840	-9,435
12	61,1	13	0,9900	-22,120	71	0	0	0,9868	-9,898
13	44,2	20,8	0,9614	-23,510	72	12	0	0,9800	-11,260
14	18,2	1,3	0,9827	-23,150	73	6	0	0,9910	-10,110
15	117	39	0,9700	-23,840	74	88,4	35,1	0,9556	-10,830
16	32,5	13	0,9822	-22,670	75	61,1	14,3	0,9643	-9,134
17	14,3	3,9	0,9990	-20,690	76	88,4	46,8	0,9379	-10,750
18	78	44,2	0,9730	-23,520	77	79,3	36,4	1,0060	-4,043
19	58,5	32,5	0,9620	-24,080	78	92,3	33,8	1,0008	-4,405
20	23,4	3,9	0,9491	-23,060	79	50,7	41,6	1,0049	-3,964
21	18,2	10,4	0,9463	-21,060	80	169	33,8	1,0400	-0,952
22	13	6,5	0,9579	-17,780	81	0	0	0,9976	-1,622
23	9,1	3,9	0,9959	-11,500	82	70,2	35,1	0,9784	-3,256
24	13	0	0,9920	-11,540	83	26	13	0,9755	-2,068
25	0	0	1,0500	-2,740	84	14,3	9,1	0,9751	0,586
26	0	0	1,0150	-0,685	85	31,2	19,5	0,9850	2,277
27	89,6	16,9	0,9680	-19,080	86	27,3	13	0,9827	0,467
28	22,1	9,1	0,9592	-21,290	87	-4	0	1,0150	0,696
29	31,2	5,2	0,9617	-22,550	88	62,4	13	0,9839	5,988
30	0	0	0,9823	-14,310	89	0	0	1,0050	11,019
31	48,9	35,1	0,9670	-22,390	90	186,4	54,6	0,9850	3,818
32	76,7	29,9	0,9630	-19,760	91	10	0	0,9800	4,069
33	29,9	11,7	0,9671	-24,160	92	84,5	13	0,9900	4,963
34	76,7	33,8	0,9840	-22,830	93	15,6	9,1	0,9797	1,913
35	42,9	11,7	0,9799	-23,430	94	39	20,8	0,9816	-0,155
36	40,3	22,1	0,9800	-23,440	95	54,6	40,3	0,9675	-1,752
37	0	0	0,9898	-22,200	96	49,4	19,5	0,9816	-2,363
38	0	0	0,9558	-15,960	97	19,5	11,7	1,0040	-2,110
39	35,1	14,3	0,9673	-25,790	98	44,2	10,4	1,0201	-1,780
40	72	29,9	0,9700	-26,720	99	42	0	1,0100	-0,788
41	48,1	13	0,9643	-27,080	100	48,1	23,4	1,0170	1,048
42	107,1	29,9	0,9850	-24,410	101	28,6	19,5	0,9873	1,576
43	23,4	9,1	0,9645	-21,950	102	6,5	3,9	0,9875	3,703
44	20,8	10,4	0,9653	-17,250	103	29,9	20,8	1,0055	-0,804
45	68,9	28,6	0,9703	-14,350	104	49,4	32,5	0,9710	-4,703
46	36,4	13	1,0050	-9,332	105	40,3	33,8	0,9650	-5,716
47	44,2	0	1,0186	-8,537	106	55,9	20,8	0,9581	-6,495
48	26	14,3	1,0188	-9,303	107	58,4	15,6	0,9520	-9,598
49	113,1	39	1,0250	-8,539	108	2,6	1,3	0,9657	-5,678
50	22,1	5,2	0,9983	-10,990	109	10,4	3,9	0,9663	-5,617
51	22,1	10,4	0,9592	-14,140	110	50,7	39	0,9730	-5,019
52	23,4	6,5	0,9475	-15,300	111	0	0	0,9800	-0,103
53	29,9	14,3	0,9382	-16,330	112	75,5	16,9	0,9750	-8,459
54	146,9	41,6	0,9550	-14,950	113	6	0	1,0072	-20,900
55	81,9	28,6	0,9520	-15,530	114	10,4	3,9	0,9584	-20,210
56	109,2	23,4	0,9538	-15,250	115	28,6	9,1	0,9582	-20,220
57	15,6	3,9	0,9679	-13,940	116	184	0	1,0050	-2,493
58	15,6	3,9	0,9536	-15,000	117	26	10,4	0,9679	-24,120
59	360,1	146,9	0,9850	-10,560	118	42,9	19,5	0,9433	-10,490

TABLA A.17 – Datos de las líneas.

N°	De	A	$R (pu)$	$X (pu)$	$B (pu)$	N°	De	A	$R (pu)$	$X (pu)$	$B (pu)$
1	1	2	0,03030	0,09990	0	90	55	56	0,0049	0,0151	0,0037
2	1	3	0,01290	0,04240	0,01082	91	55	59	0,0474	0,2158	0,0565
3	2	12	0,01870	0,06160	0,01572	92	56	57	0,0343	0,0966	0,0242
4	3	5	0,02410	0,10800	0,02840	93	56	58	0,0343	0,0966	0,0242
5	3	12	0,04840	0,16000	0,04060	94	56	59	0,0803	0,2390	0,0536
6	4	5	0,00176	0,00798	0,00210	95	56	59	0,0825	0,2510	0,0569
7	4	11	0,02090	0,06880	0,01748	96	59	60	0,0317	0,1450	0,0376
8	5	6	0,01190	0,05400	0,01426	97	59	61	0,0328	0,1500	0,0388
9	5	11	0,002030	0,06820	0,01738	98	60	61	0,0026	0,0135	0,0146
10	6	7	0,00459	0,02080	0,00550	99	60	62	0,0123	0,0561	0,0147
11	7	12	0,00862	0,03400	0,00874	100	61	62	0,0082	0,0376	0,0098
12	8	9	0,00244	0,03050	1,16200	101	62	66	0,0482	0,2180	0,0578
13	8	30	0,00431	0,05040	0,51400	102	62	67	0,0258	0,1170	0,0310
14	9	10	0,00258	0,03220	1,23000	103	63	64	0,0017	0,0200	0,2160
15	11	12	0,00595	0,01960	0,00502	104	64	65	0,0027	0,0302	0,3800
16	11	13	0,02225	0,07310	0,01876	105	65	68	0,0014	0,0160	0,6380
17	12	14	0,02150	0,07070	0,01816	106	66	67	0,0224	0,1015	0,0268
18	12	16	0,02120	0,08340	0,02140	107	68	81	0,0018	0,0202	0,8080
19	12	117	0,03290	0,14000	0,03580	108	68	116	0,0003	0,0041	0,1640
20	13	15	0,07440	0,24440	0,06268	109	69	70	0,0300	0,1270	0,1220
21	14	15	0,05950	0,19500	0,05020	110	69	75	0,0405	0,1220	0,1240
22	15	17	0,01320	0,04370	0,04440	111	69	77	0,0309	0,1010	0,1038
23	15	19	0,01200	0,03940	0,01010	112	70	71	0,0088	0,0355	0,0088
24	15	33	0,03800	0,12440	0,03194	113	70	74	0,0401	0,1323	0,0337
25	16	17	0,04540	0,18010	0,04660	114	70	75	0,0428	0,1410	0,0360
26	17	18	0,01230	0,05050	0,01298	115	71	72	0,0446	0,1800	0,0444
27	17	31	0,04740	0,15630	0,03990	116	71	73	0,0087	0,0454	0,0118
28	17	113	0,00913	0,03010	0,00768	117	74	75	0,0123	0,0406	0,0103
29	18	19	0,01119	0,04930	0,01142	118	75	77	0,0601	0,1999	0,0498
30	19	20	0,02520	0,11700	0,02980	119	75	118	0,0145	0,0481	0,0120
31	19	34	0,07520	0,24700	0,06320	120	76	77	0,0444	0,1480	0,0368
32	20	21	0,01830	0,08490	0,02160	121	76	118	0,0164	0,0544	0,0136
33	21	22	0,02090	0,09700	0,02460	122	77	78	0,0038	0,0124	0,0126
34	22	23	0,03420	0,15900	0,04040	123	77	80	0,0294	0,1050	0,0228
35	23	24	0,01350	0,04920	0,04980	124	77	80	0,0170	0,0485	0,0472
36	23	25	0,01560	0,08000	0,08640	125	77	82	0,0298	0,0853	0,0817
37	23	32	0,03170	0,11530	0,11730	126	78	79	0,0055	0,0244	0,0065
38	24	70	0,00221	0,41150	0,10198	127	79	80	0,0156	0,0704	0,0187
39	24	72	0,04880	0,19600	0,04880	128	80	96	0,0356	0,1820	0,0494
40	25	27	0,03180	0,16300	0,17640	129	80	97	0,0183	0,0934	0,0254
41	26	30	0,00799	0,08600	0,90800	130	80	98	0,0238	0,1080	0,0286
42	27	28	0,01913	0,08550	0,02160	131	80	99	0,0454	0,2060	0,0546
43	27	32	0,02290	0,07550	0,01926	132	82	83	0,0112	0,0367	0,0380
44	27	115	0,01640	0,07410	0,01972	133	82	96	0,0162	0,0530	0,0544
45	28	29	0,02370	0,09430	0,02380	134	83	84	0,0625	0,1320	0,0258
46	29	31	0,01080	0,03310	0,00830	135	83	85	0,0430	0,1480	0,0348
47	30	38	0,00464	0,05400	0,42200	136	84	85	0,0302	0,0641	0,0123
48	31	32	0,02980	0,09850	0,02510	137	85	86	0,0350	0,1230	0,0276
49	32	113	0,06150	0,20300	0,05180	138	85	88	0,0200	0,1020	0,0276
50	32	114	0,01350	0,06120	0,01628	139	85	89	0,0239	0,1730	0,0470

TABLA A.18 – Datos de las líneas (*cont.*).

N°	De	A	$R(pu)$	$X(pu)$	$B(pu)$	N°	De	A	$R(pu)$	$X(pu)$	$B(pu)$
51	33	37	0,04150	0,14200	0,03660	140	86	87	0,0283	0,2074	0,0445
52	34	36	0,00871	0,02680	0,00568	141	88	89	0,0139	0,0712	0,0193
53	34	37	0,00256	0,00940	0,00984	142	89	90	0,0238	0,0997	0,1060
54	34	43	0,04130	0,16810	0,04226	143	89	90	0,0518	0,1880	0,0528
55	35	36	0,00224	0,01020	0,00268	144	89	92	0,0393	0,1581	0,0414
56	35	37	0,01100	0,04970	0,01318	145	89	92	0,0099	0,0505	0,0548
57	37	39	0,03210	0,10600	0,02700	146	90	91	0,0254	0,0836	0,0214
58	37	40	0,05930	0,16800	0,04200	147	91	92	0,0387	0,1272	0,0327
59	38	65	0,00901	0,09860	1,04600	148	92	93	0,0258	0,0848	0,0218
60	39	40	0,01840	0,06050	0,01552	149	92	94	0,0481	0,1580	0,0406
61	40	41	0,01450	0,04870	0,01222	150	92	100	0,0648	0,2950	0,0472
62	40	42	0,05550	0,18300	0,04660	151	92	102	0,0123	0,0559	0,0146
63	41	42	0,04100	0,13500	0,03440	152	93	94	0,0223	0,0732	0,0188
64	42	49	0,07150	0,32300	0,08600	153	94	95	0,0132	0,0434	0,0111
65	42	49	0,07150	0,32300	0,08600	154	94	96	0,0269	0,0869	0,0230
66	43	44	0,06080	0,24540	0,06068	155	94	100	0,0178	0,0580	0,0604
67	44	45	0,02240	0,09010	0,02240	156	95	96	0,0171	0,0547	0,0147
68	45	46	0,04000	0,13560	0,03320	157	96	97	0,0173	0,0885	0,0240
69	45	49	0,06840	0,18600	0,04440	158	98	100	0,0397	0,1790	0,0476
70	46	47	0,03800	0,12700	0,03160	159	99	100	0,0180	0,0813	0,0216
71	46	48	0,06010	0,18900	0,04720	160	100	101	0,0277	0,1262	0,0328
72	47	49	0,01910	0,06250	0,01604	161	100	103	0,0160	0,0525	0,0536
73	47	69	0,08440	0,27780	0,07092	162	100	104	0,0451	0,2040	0,0541
74	48	49	0,01790	0,05050	0,01258	163	100	106	0,0605	0,2290	0,0620
75	49	50	0,02670	0,07520	0,01874	164	101	102	0,0246	0,1120	0,0294
76	49	51	0,04860	0,13700	0,03420	165	103	104	0,0466	0,1584	0,0407
77	49	54	0,08690	0,29100	0,07300	166	103	105	0,0535	0,1625	0,0408
78	49	54	0,07300	0,28900	0,07380	167	103	110	0,0391	0,1813	0,0461
79	49	66	0,01800	0,09190	0,02480	168	104	105	0,0099	0,0378	0,0099
80	49	66	0,01800	0,09190	0,02480	169	105	106	0,0140	0,0547	0,0143
81	49	69	0,09850	0,32400	0,08280	170	105	107	0,0530	0,1830	0,0472
82	50	57	0,04740	0,13400	0,03320	171	105	108	0,0261	0,0703	0,0184
83	51	52	0,02030	0,05880	0,01396	172	106	107	0,0530	0,1830	0,0472
84	51	58	0,02550	0,07190	0,01788	173	108	109	0,0105	0,0288	0,0076
85	52	53	0,04050	0,16350	0,04058	174	109	110	0,0278	0,0762	0,0202
86	53	54	0,02630	0,12200	0,03100	175	110	111	0,0220	0,0755	0,0200
87	54	55	0,01690	0,07070	0,02020	176	110	112	0,0247	0,0640	0,0620
88	54	56	0,00275	0,00955	0,00732	177	114	115	0,0023	0,0104	0,0028
89	54	59	0,05030	0,22930	0,05980						

TABLA A.19 – Datos del archivo ‘118b.k’ utilizado en UW-PFLOW.

Barra	$DP_G$	$P_{nl}$	$Q_{nl}$	Barra	$DP_G$	$P_{nl}$	$Q_{nl}$	Barra	$DP_G$	$P_{nl}$	$Q_{nl}$
1	0	66,30	35,10	41	0	48,10	13,00	81	0	0,00	0,00
2	0	26,00	11,70	42	0	48,10	29,90	82	0	70,20	35,10
3	0	50,70	13,00	43	0	23,40	9,10	83	0	26,00	13,00
4	0	39,00	15,60	44	0	20,80	10,40	84	0	14,30	9,10
5	0	0,00	0,00	45	0	68,90	28,60	85	0	31,20	19,50
6	0	67,60	28,60	46	1	36,40	13,00	86	0	27,30	13,00
7	0	24,70	2,60	47	0	44,20	0,00	87	0	0,00	0,00
8	0	0,00	0,00	48	0	26,00	14,30	88	0	62,40	13,00
9	0	0,00	0,00	49	1	113,10	39,00	89	1	0,00	0,00
10	1	0,00	0,00	50	0	22,10	5,20	90	0	101,40	54,60
11	0	91,00	29,90	51	0	22,10	10,40	91	0	0,00	0,00
12	1	61,10	13,00	52	0	23,40	6,50	92	0	84,50	13,00
13	0	44,20	20,80	53	0	29,90	14,30	93	0	15,60	9,10
14	0	18,20	1,30	54	1	146,90	41,60	94	0	39,00	20,80
15	0	117,00	39,00	55	0	81,90	28,60	95	0	54,60	40,30
16	0	32,50	13,00	56	0	109,20	23,40	96	0	49,40	19,50
17	0	14,30	3,90	57	0	15,60	3,90	97	0	19,50	11,70
18	0	78,00	44,20	58	0	15,60	3,90	98	0	44,20	10,40
19	0	58,50	32,50	59	1	360,10	146,90	99	0	0,00	0,00
20	0	23,40	3,90	60	0	101,40	3,90	100	1	48,10	23,40
21	0	18,20	10,40	61	1	0,00	0,00	101	0	28,60	19,50
22	0	13,00	6,50	62	0	100,10	18,20	102	0	6,50	3,90
23	0	9,10	3,90	63	0	0,00	0,00	103	1	29,90	20,80
24	0	0,00	0,00	64	0	0,00	0,00	104	0	49,40	32,50
25	1	0,00	0,00	65	1	0,00	0,00	105	0	40,30	33,80
26	1	0,00	0,00	66	1	50,70	23,40	106	0	55,90	20,80
27	0	80,60	16,90	67	0	36,40	9,10	107	0	36,40	15,60
28	0	22,10	9,10	68	0	0,00	0,00	108	0	2,60	1,30
29	0	31,20	5,20	69	1	0,00	0,00	109	0	10,40	3,90
30	0	0,00	0,00	70	0	85,80	26,00	110	0	50,70	39,00
31	0	55,90	35,10	71	0	0,00	0,00	111	1	0,00	0,00
32	0	76,70	29,90	72	0	0,00	0,00	112	0	32,50	16,90
33	0	29,90	11,70	73	0	0,00	0,00	113	0	0,00	0,00
34	0	76,70	33,80	74	0	88,40	35,10	114	0	10,40	3,90
35	0	42,90	11,70	75	0	61,10	14,30	115	0	28,60	9,10
36	0	40,30	22,10	76	0	88,40	46,80	116	0	0,00	0,00
37	0	0,00	0,00	77	0	79,30	36,40	117	0	26,00	10,40
38	0	0,00	0,00	78	0	92,30	33,80	118	0	42,90	19,50
39	0	35,10	14,30	79	0	50,70	41,60				
40	0	26,00	29,90	80	1	169,00	33,80				

TABLA A.20 – Datos de los transformadores.

Nº	De barra	A barra	$R(pu)$	$X(pu)$	$B(pu)$	$t^0$	$t^{max}$	$t^{min}$
1	8	5	0	0,0267	0	0,985	1,1	0,9
2	30	17	0	0,0388	0	0,960	1,1	0,9
3	26	25	0	0,0382	0	0,960	1,1	0,9
4	38	37	0	0,0375	0	0,935	1,1	0,9
5	63	59	0	0,0386	0	0,960	1,1	0,9
6	64	61	0	0,0268	0	0,985	1,1	0,9
7	65	66	0	0,0370	0	0,935	1,1	0,9
8	68	69	0	0,0370	0	0,935	1,1	0,9
9	81	80	0	0,0370	0	0,935	1,1	0,9

## Apéndice B

# Herramientas informáticas empleadas

### B.1. Introducción

Para realizar los cálculos y solución de los modelos que se realizan para obtener los resultados se emplean básicamente los software GAMS y MATLAB. En el presente capítulo se muestran los modelos programados para ambos programas y la forma de interactuar entre ambos softwares.

### B.2. Herramienta de optimización (GAMS)

El modelo de optimización empleado en esta tesis se resuelve utilizando el software GAMS [102]. A continuación se expondrán las características fundamentales de los modelos desarrollados para esta herramienta.

TABLA B.1 – Archivos que forman el modelo implementado en GAMS.

- 
- `opf.gms`. Es el núcleo del modelo, contiene la declaración y definición de ecuaciones y variables. En él se resuelve el problema de maximización de `lambda`.
  - `power_flow.gms`. Este programa se utiliza para determinar el flujo de cargas de la red con un estado de carga determinado.
  - `input_data.gms`. Es el código que carga los datos de la red, contenidos en los archivos `csv`. Declara los parámetros que se usan en el resto de programas, así como los sets.
  - `active_power_loop.gms`. Necesario para tener en cuenta el límite máximo de generación de potencia activa de las unidades. Este módulo introduce un loop que elimina el generador correspondiente del set `bus_v` y permite continuar el aumento de la carga hasta que un nuevo límite se encuentra.
  - `calc_s_dumax.gms`. Realiza los cálculos de las derivadas para hallar las matrices `Hx` y `Hu`. Genera los archivos que exportan estas matrices y demás datos necesarios para calcular el coeficiente `ec` en el programa `calc_ec.m`.
  - `free_variable.gms`. Se incluye en `opf.gms`, libera las variables que se van seleccionando como actuaciones, de modo que el modelo `opf` determina su valor final.
  - `results_output.gms`. Genera un fichero con el nuevo estado de carga del sistema una vez resuelto el modelo `opf`.
- 

### B.2.1. Datos de entrada

El formato de entrada se basa en el formato `raw v. 29`, éste es un fichero de texto formado por diversas tablas con los datos correspondientes a: nudos (`bus`), cargas (`load`), generadores (`generator`), ramas (`branch`) y transformadores (`transformer`), además de otros datos que no son de interés para el modelo. La descripción detallada de estas tablas se encuentra en la documentación de programa `PSS/E`.

El modelo realizado en `GAMS` incorpora directamente los datos del archivo `raw`, separando la información en diversos archivos de texto con extensión `'csv'`, usada para archivos de datos separados por comas. Cada uno de estos archivos se corresponde con una de las tablas del documento `raw` comentadas anteriormente, exceptuando el archivo `deltaloadgen.csv` que contiene la información relativa a la dirección de incremento de las cargas y la generación, ésta debe ser creada por el usuario en función de sus necesidades. Así, para cada red que se quiera usar, deben generarse los siguientes archivos:

- |                            |                               |                                 |
|----------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| ■ <code>busdata.csv</code> | ■ <code>loaddata.csv</code>   | ■ <code>deltaloadgen.csv</code> |
| ■ <code>gendata.csv</code> | ■ <code>branchdata.csv</code> | ■ <code>transformer.csv</code>  |

Todos estos archivos comparten la siguiente configuración: la primera o dos primeras columnas, si se trata de los archivos que contienen los datos de las líneas o transformadores, contiene el número de la barra a la que se refieren los datos. En columnas se

ordenan los valores correspondientes a esas barras.

GAMS cuenta con varios métodos de introducción de datos, el más simple es la introducción directa usando los comandos `parameter` y `table`. Sin embargo, el uso directo de estos comandos queda reducido a redes de muy pequeño tamaño debido al gran número de datos que sería necesario introducir manualmente. Otra posibilidad es utilizar determinadas interfaces programadas con programas como MATLAB o Excel, esta posibilidad tiene la dificultad de ser necesario un doble trabajo, por un lado la adaptación de los datos a esas herramientas y, por otro, la programación necesaria en GAMS para el entendimiento con el programa interface. Por último, la opción elegida consiste en introducir las tablas (compuestas, como se explica en el apartado anterior por datos separados por comas) directamente en el código GAMS, haciendo uso de la capacidad que éste tiene para procesar este tipo de formato de datos.

De esta forma, los datos del fichero pasan a estar incluidos en la tabla `busdata` indexada por el `set` `BUS` (correspondiente a las barras) y un `set` “abierto”. Una explicación detallada de los `sets` que se emplearán en el modelo se realiza en el siguiente apartado.

El código GAMS denomina cada una de las tablas con el mismo nombre del archivo de origen de datos. Una vez creadas las tablas se inicia el proceso de declaración y definición de los parámetros que se emplearán en el resto del código.

El fichero encargado de la inclusión de datos y la generación de parámetros es el denominado `input_data.gms`.

Algunas consideraciones importantes:

- Para el correcto funcionamiento del comando `include` es necesario que los archivos de origen de datos se encuentren en el mismo directorio del proyecto de trabajo. Es recomendable crear una carpeta diferente para cada red de trabajo, generar en ella un proyecto nuevo e incluir todos los archivos `csv`.
- Cada carpeta debe incluir los datos completos de una red. En ella se define el fichero `data.dat` que contiene los datos específicos de la red. Estos datos son: la definición del `set` `BUS`, la definición del parámetro `base_power`, y por último, la definición del `set` `pv2pq`.

busdata.csv	
dummy	Esta posición indica que se refiere a un elemento perteneciente a un <b>set</b> definido en el código GAMS
V	Tensión nominal en kV
T	Tipo de barra. 1: PQ, 2: PV, 3: slack
GL	Parte real de la admitancia shunt a tierra en MW, evaluado a tensión nominal
BL	Parte imaginaria de la admitancia shunt a tierra en Mvar, evaluado a tensión nominal
VO	Valor inicial de la magnitud de la tensión
DO	Valor inicial del ángulo de la tensión
BLMAX	Máximo valor de la admitancia shunt a tierra (Mvar)
BLMIN	Mínimo valor de la admitancia shunt a tierra (Mvar)
loaddata.csv	
dummy	Número de barra
PL	Componente activo de la carga conectada a la barra (MW)
QL	Componente reactivo de la carga conectada a la barra (Mvar)
AUXi	Posiciones disponibles para otros datos
deltaloadgen.csv	
dummy	Número de la barra
DP	Dirección de aumento de la potencia activa consumida (MW)
DQ	Dirección de aumento de la potencia reactiva consumida (Mvar)
DPG	Dirección de aumento de la generación, en pu
gendata.csv	
dummy	Número de la barra
PG	Generación activa del caso base (MW)
QG	Generación reactiva del caso base (Mvar)
QGMAX	Máxima generación de reactiva conectada a la barra (Mvar)
QGMIN	Mínima generación de reactiva conectada a la barra (Mvar)
VESP	Tensión de consigna de la barra
PGMAX	Máxima potencia activa de la barra (MW)
DPG	Dirección de incremento de la generación, en pu

branchdata.csv	
dummy	Barra de partida de la línea (asociada al <code>set 'bus'</code> )
dummy	Barra de llegada de la línea (asociada al <code>set 'bus.1'</code> )
R	Resistencia de la línea, en pu
X	Reactancia de la línea, en pu
B	Susceptancia de carga total de la línea, en pu
PMAXA	Primera capacidad de carga de la línea, en MVA
PMAXB	Segunda capacidad de carga de la línea, en MVA
transformer.csv	
dummy	Barra correspondiente al primario del transformador
dummy	Barra correspondiente al secundario del transformador
TAP	Valor actual de la toma del transformador
R	Parte resistiva de la impedancia del transformador
X	Parte inductiva de la impedancia del transformador
PMAX	Capacidad de carga del transformador, en MVA

### B.2.2. Estructura del modelo

#### Índices

Todo el código implementado en GAMS se basa en una ordenación de datos (parámetros, variables y ecuaciones) indexada sobre determinados conjuntos. Por tanto una parte relevante del proceso de formación del modelo es la decisión del grupo de índices a emplear y su definición. Es necesario establecer un número adecuado, de forma que la información quede adecuadamente definida y se permita su tratamiento durante la ejecución del código. GAMS permite indexar los datos en tantas dimensiones como quiera el programador, es responsabilidad de éste decidir qué variables serán unidimensionales y cuáles no. Es conveniente, por simplicidad del código y facilitar el entendimiento, ampliación y corrección del mismo, que el número de conjuntos sea el más pequeño posible. Por los mismos motivos, es preferible que los datos se indexen en hasta dos dimensiones.

#### Parámetros

Una vez introducidos todos los datos necesarios se crean los parámetros que formarán parte del modelo, es decir, que formarán parte de las ecuaciones, y aquellos auxiliares que permiten adecuar los resultados para su procesamiento. Se enumeran a continuación.

---

<code>bus_type(bus)</code>	bus type (1:PQ 2:PV 3:Slack)
<code>bus_g1(bus)</code>	active shunt admittance to ground (MW)
<code>bus_b1(bus)</code>	reactive shunt admittance to ground (Mvar)
<code>bus_pl0(bus)</code>	extracting PL data from table
<code>bus_q10(bus)</code>	extracting QL data from table
<code>dp_gen(bus)</code>	power generation increase direction

---

La dirección de incremento de cargas se determina conociendo el estado de la red entre los dos momentos del tiempo entre los cuales se quiere determinar la evolución del sistema. Así, por ejemplo, teniendo el archivo raw de la misma red en dos horas distintas, la dirección de incremento se calcularía como:

$$\Delta P_L = P_L^{(1)} - P_L^{(0)} \quad \Delta Q_L = Q_L^{(1)} - Q_L^{(0)}$$

El aumento de carga se describe utilizando las siguientes expresiones:

$$P_L^* = P_L^0 + \lambda \cdot \Delta P_L \quad Q_L^* = Q_L^0 + \lambda \cdot \Delta Q_L$$

Lo cual significa que cuando  $\lambda$  tiene valor 1 la carga que se alcanza en la red corresponde a la del escenario 1,  $P_L^{(1)}$ .

Se supone que el factor de potencia de las cargas permanece constante durante el incremento, por tanto esta definición de aumento de carga es también válida para la potencia reactiva.

En el caso de la generación el parámetro `dp_gen` describe el aumento de generación que asume cada unidad disponible para la producción de potencia activa. Se calcula de manera similar a como se hace  $\Delta P_L$ . En este caso se obtiene de restar a la generación nominal para el momento  $T + 1$ ,  $P_G^{(1)}$ , la generación del instante  $T$ ,  $P_G^{(0)}$ .

---

<code>bus_pg(bus)</code>	bus base active power generation
<code>bus_qgmax(bus)</code>	bus maximum reactive generation
<code>bus_qgmin(bus)</code>	bus minimum reactive generation
<code>bus_vesp(bus)</code>	bus voltage specification
<code>aux_totalload</code>	auxiliary variable - total load of system
<code>aux_totalgen</code>	auxiliary variable - total gen of system

---

<code>bus_pg(bus)</code>	bus base active power generation
<code>bus_qgmax(bus)</code>	bus maximum reactive generation
<code>bus_qgmin(bus)</code>	bus minimum reactive generation
<code>bus_vesp(bus)</code>	bus voltage specification
<code>aux_totalload</code>	auxiliary variable - total load of system
<code>aux_totalgen</code>	auxiliary variable - total gen of system

---

<code>R_Branch(Bus,Bus_1)</code>	extracting R data from table
<code>X_Branch(Bus,Bus_1)</code>	extracting X data from table
<code>Bsh_Branch(Bus,Bus_1)</code>	extracting B-shunt from table
<code>G_Branch(Bus,Bus_1)</code>	g_branch including transformers
<code>B_Branch(Bus,Bus_1)</code>	b_branch including transformers
<code>Tap_Branch(Bus,Bus_1)</code>	extracting Tap data from table

---

La matriz de admitancias nodales,  $\mathcal{Y}_{BUS}$ , se emplea en el modelo en dos situaciones distintas, como parámetro para calcular el flujo de potencia en una situación dada, y como variable para determinar ciertas sensibilidades en el modelo del OPF. Los parámetros correspondientes son `g_bus(bus, bus_1)` y `b_bus(bus, bus_1)`.

## Variables

Para dotar al modelo de la mayor flexibilidad posible todas las variables indexadas se declaran en el conjunto `bus`. A posteriori puede reducirse el número de variables usando la propiedad “`fx`” cuyo fin es fijar la variable en un valor preestablecido.

---

<code>lambda</code>	load margin
<code>v(bus)</code>	bus voltage
<code>angle(bus)</code>	bus voltage angle
<code>pg(bus)</code>	bus final active generation
<code>qg(bus)</code>	bus final reactive generation
<code>dist_slack</code>	distributed slack generation
<code>tap(bus, bus_1)</code>	transformer tap position
<code>ybus_g(bus, bus_1)</code>	real part of Y-BUS
<code>ybus_b(bus, bus_1)</code>	imag part of Y-BUS
<code>bshunt(bus)</code>	variable shunt admittance connected to BUS
<code>i_branch(bus, bus_1)</code>	squared branch current

---

Por las propias características del problema hay variables a las que se puede restringir su valor, así, `lambda` no puede tomar valores negativos, ya que el margen de carga debe ser al menos 0 para que el problema tenga sentido. El ángulo de la barra slack se fija a valor 0.

Otros límites de las variables que no varían durante la ejecución del problema pueden introducirse aquí, como por ejemplo el margen en el que deben estar las tensiones de las barras, intervalo que por defecto está fijado en el rango [0.9,1.1].

Las variables `tap(bus, bus_1)` están todas fijadas por defecto a 1, excepto aquellas que en el fichero `transformer.csv` tienen un valor distinto. Lo mismo ocurre con las variables `bshunt(bus)`, definidas para todas las barras pero fijadas en 0, excepto aquellas que tienen un valor distinto en el fichero `busdata.csv`.

Para ayudar a la convergencia del problema se da un *initial guess* a las variables `v(bus)` y `angle(bus)`, partiendo las primeras de 1 pu y las segundas de 0.

## Ecuaciones

Las ecuaciones son la parte más importante del modelo y las que realmente lo definen. Al igual que se ha hecho con las variables, las ecuaciones indexadas se declaran en todo el conjunto `bus` y, en determinados casos, también en el conjunto clonado `bus_1`. Esto permite mayor flexibilidad en el modelo y la posibilidad de introducir modificaciones en el futuro.

---

<code>g_diag(bus, bus_1)</code>	Ybus diagonal elements, real part
<code>g_offdiag(bus, bus_1)</code>	Ybus off-diagonal elements, real part
<code>b_diag(bus, bus_1)</code>	Ybus diagonal elements, imaginary part
<code>b_offdiag(bus, bus_1)</code>	Ybus off-diagonal elements, imaginary part

---

Este primer conjunto de ecuaciones se utiliza para la construcción de la matriz  $\mathcal{Y}_{BUS}$ , el objetivo de estas ecuaciones es el cálculo de las variables  $y_{bus\_g}(bus, bus\_1)$  e  $y_{bus\_b}(bus, bus\_1)$ , cuyo valor depende de los parámetros de control  $tap(bus, bus\_1)$  y  $bshunt(bus)$ .

El resto de ecuaciones son las correspondientes al balance de potencia activa y reactiva en las barras, el balance de potencia generada (implementación de un slack distribuido) y los límites de potencia reactiva generada mínima y máxima de las barras PV.

---

<code>bus_eqp(bus)</code>	bus active power balance
<code>bus_eqq(bus)</code>	bus reactive power balance
<code>gen_pg(bus)</code>	bus generation restriction
<code>gen_qmax(bus)</code>	maximum reactive generation
<code>gen_qmin(bus)</code>	minimum reactive generation
<code>gen_pgmax(bus)</code>	maximum active generation

---

La definición matemática de las dos primeras ecuaciones es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 P_{G_i} - P_{L_i}^0 - \lambda \cdot \Delta P_{L_i} - V_i \sum_j V_j (G_{ij} \cdot \cos\Theta_{ij} + B_{ij} \cdot \sin\Theta_{ij}) &= 0 \\
 Q_{G_i} - Q_{L_i}^0 - \lambda \cdot \Delta Q_{L_i} - V_i \sum_j V_j (G_{ij} \cdot \sin\Theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos\Theta_{ij}) &= 0
 \end{aligned}$$

Como puede verse, en ellas queda incluida la variable `lambda`, el término  $\lambda \Delta P_{L_i}$  representa el aumento del consumo en la barra. Este modelo independiza el incremento de carga en las barras del valor inicial de la potencia demandada en la barra correspondiente. Esto es útil para aquellos casos en que la carga inicial es nula, ya que si la dirección de incremento de la demanda fuese proporcional a la potencia demandada inicial, la potencia demandada sería siempre nula.

La definición de la ecuación `gen_pg(bus)` es:

$$P_{G_i} = P_{G_i}^0 + Kg \cdot \Delta P_{G_i}$$

Las ecuaciones `gen_qmax` y `gen_qmin` se emplean para introducir los límites de generación de reactiva de las barras PV. Del mismo modo la ecuación `gen_pgmax` introduce el límite máximo de generación de potencia activa de cada barra.

### B.2.3. Resultados

Una vez ejecutado el modelo, usando un solver adecuado, los resultados pueden obtenerse directamente en el archivo “lst” generado automáticamente, sin embargo, este método es poco flexible y, al generar un listado exhaustivo de resultados, no permite un acceso rápido a los que son realmente de interés. Para solventar esto puede usarse la herramienta “Gams Data eXchange” (GDX). El usuario puede emplear ésta para generar un archivo en formato binario con la información que necesite de los resultados del problema.

Entre otras cosas, esta aplicación permite exportar resultados a una hoja de cálculos, o comparar resultados obtenidos con distintos valores de los parámetros del problema.

Más información sobre la aplicación GDX y la estructura de la información generada puede obtenerse en [103].

Para lograr la interacción con MATLAB se emplea la salida de datos usando ficheros de texto que son posteriormente importados por éste.

---

var_sens.put	sensibilidades de los parámetros de control
sys_data.put	datos generales de la red eléctrica
hx_ac.put	submatriz del Jacobiano
hu.put	submatriz del Jacobiano
limits_x_out.put	límites de las variables dependientes
limits_u_out.put	límites de los parámetros de control

---

## B.3. Implementación del algoritmo en MATLAB

En MATLAB [104] se ejecutan diversas tareas. Por una parte, se emplea para ordenar los datos de la red y de las direcciones de aumento de demanda y generación en formato de datos separados por comas para ser leídos por GAMS. Por otro lado, durante la ejecución del algoritmo un programa en este software se encarga de calcular los coeficientes de eficiencia (*ec*) de los parámetros de control, ya que para esto es necesaria la operación con matrices, tarea que puede realizarse más rápida y eficientemente en MATLAB que en GAMS.

La figura B.1 muestra la secuencia de ejecución de las herramientas de software empleadas en este trabajo.

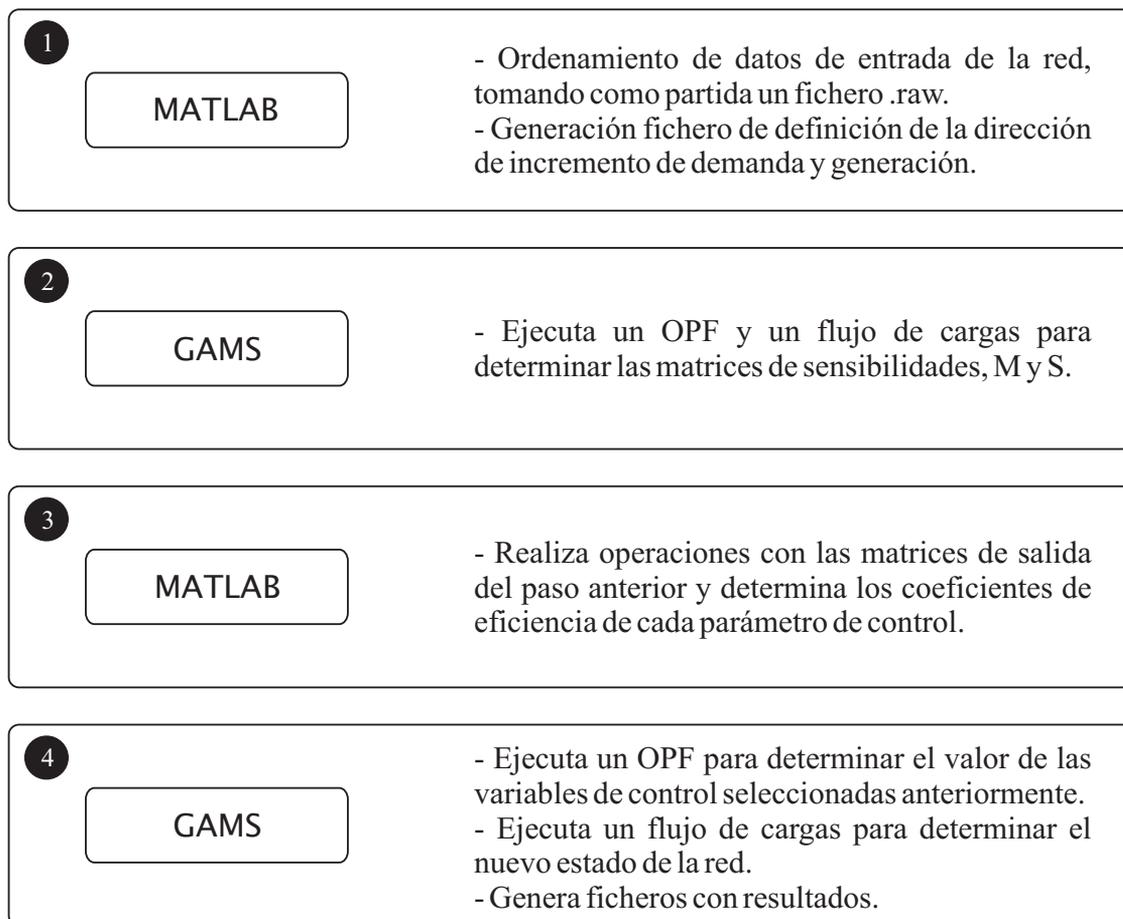


FIGURA B.1 – Herramientas informáticas empleadas.



## Apéndice C

# Paquetes informáticos para optimización con restricciones

En este apéndice se comentarán brevemente algunos paquetes de software comerciales, "Solvers", que implementan los algoritmos presentados en el capítulo 4 con el objetivo de resolver problemas de optimización con restricciones. Todos los algoritmos presentados funcionan bajo la interfaz de GAMS.

**Cplex** [105] Debe su nombre al método simplex y al lenguaje de programación C. Está diseñado para resolver problemas de programación lineal de gran dimensión, de programación cuadrática y problemas con restricciones cuadráticas. Implementa tres algoritmos:

- Uno basado en el método simplex para resolver problemas de programación lineal y cuadrática con millones de restricciones y variables continuas.
- Un algoritmo de barrera para resolver problemas con restricciones cuadráticas y problemas de programación cónica.
- Un algoritmo de programación entera mixta basado en el método de ramificación y acotación (*branch and bound*).

Cplex se caracteriza por ser muy estable y llegar a soluciones óptimas en poco tiempo.

**Gurobi** Es un conjunto de programas de optimización que incluyen algoritmos basados en simplex para la solución de problemas de programación lineal y lineal entera mixta. Los problemas de programación lineal se resuelven utilizando el método simplex dual o primal. Una característica interesante consiste en la capacidad de encontrar un conjunto de restricciones y variables que producen que un problema sea infactible. Para problemas de variable discreta emplea el método de ramificación y acotación resolviendo un conjunto de subproblemas lineales. En este tipo de problemas el solver soporta computación paralela lo que le permite aprovechar cualquier número de procesadores y de núcleos por procesador. La implementación es totalmente determinística, lo que conlleva que cualquier ejecución sobre el mismo modelo producirá idénticos resultados.

**Knitro** [106] Este solver implementa tres algoritmos diversos para resolver problemas de tipo NLP. Uno es un punto interior directo que aplica técnicas de barrera y factoriza directamente la matriz de condiciones de optimalidad de KKT. Se comporta mejor en sistemas mal condicionados. El segundo método se diferencia del primero en que aplica el método del gradiente conjugado para resolver los sistemas formados por las ecuaciones de KKT. Es una alternativa a aplicar cuando no sea posible o muy ineficiente la factorización de la matriz de KKT. El tercer método aplica un algoritmo de conjunto activo para detectar las restricciones de desigualdad que estarán activas en la solución del problema. La elección del tipo de algoritmo a emplear depende fuertemente del problema concreto a resolver lo cual impide hacer una elección a priori del método más adecuado.

**Snopt** Es un solver para programación no lineal. Minimiza una función objetivo lineal o no lineal sujeta a restricciones lineales y no lineales. Su rango de aplicación es muy amplio, siendo adecuado para problemas de programación lineal de gran dimensión y para casos generales de programación no lineal. El método de resolución en que está basado es el de programación cuadrática secuencial. Las direcciones de búsqueda de la solución se obtienen de resolver subproblemas cuadráticos que minimizan un modelo cuadrático de la función lagrangiana sujeta a restricciones lineales. La eficiencia del solver mejora notablemente cuando se reduce el número de variables no lineales o cuando el problema tiene pocos grados de libertad. Requiere relativamente pocas evaluaciones de las funciones del problema por lo que resulta especialmente útil para problemas con objetivos o restricciones difíciles de evaluar.

**Conopt** [107] Este solver está especialmente dedicado a problemas NLP de gran dimensión y con un elevado grado de no linealidad. Se basa en el algoritmo del gradiente reducido al que se le añaden diversos módulos para mejorar su rendimiento. El resultado es un algoritmo muy efectivo para alcanzar soluciones factibles en un tiempo relativamente pequeño para modelos complejos. Incluye numerosas extensiones para adaptar el algoritmo a modelos de distinta tipología.

**Minos** [108] Es un solver especialmente adecuado para afrontar problemas de gran dimensión pero con un bajo grado de no linealidad. Puede ser empleado para resolver sistemas de programación lineal, cuadrática o no lineal. El algoritmo que implementa es muy eficiente para sistemas con pocos grados de libertad.



# Bibliografía

- [1] A. Gómez Expósito *et al.*, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw Hill, 2002.
- [2] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, BOE n 95. 21 de abril de 2006, *Procedimiento de Operación 8.2. Operación del sistema de producción y transporte.*, [http://www.ree.es/operacion/procedimientos\\_operacion.asp](http://www.ree.es/operacion/procedimientos_operacion.asp) ed.
- [3] J. Pérez-Arriaga, “Nuevos métodos y modelos de gestión de los sistemas eléctricos en un marco de competencia,” *Terceras Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, 1993.
- [4] F. Wu, K. Moslehi, and A. Bose, “Power system control centers: Past, present, and future,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, pp. 1890–1908, Nov. 2005.
- [5] K. Tomsovic, D. Bakken, V. Venkatasubramanian, and A. Bose, “Designing the next generation of real-time control, communication, and computations for large power systems,” *Proceedings of the IEEE (Special issue on Energy Infrastructure Systems)*, vol. 93, pp. 965–979, May 2005.
- [6] K. Moslehi, A. Kumar, E. Dehdashti, P. Hirsch, and W. Wu, “Distributed autonomous real-time system for power system operations—a conceptual overview,” in *Proc. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 27–34, 10–13 Oct. 2004.
- [7] N. Balu, T. Bertram, A. Bose, V. Brandwajn, G. Cauley, D. Curtice, A. Fouad, L. Fink, M. Lauby, B. Wollenberg, and J. Wrubel, “On-line power system security analysis,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, pp. 262–282, Feb. 1992.
- [8] J. Martínez Ramos, *Integración de métodos numéricos y heurísticos para el control de tensiones y potencia reactiva*. PhD thesis, E. T. S. de Ingenieros Industriales. Universidad de Sevilla, 1994.
- [9] M. D. Ilic, F. D. Galiana, and L. Fink, *Power System Restructuring. Engineering and Economics*. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 1998.

- [10] M. Ilic and S. Liu, *Hierarchical Power Systems Control*. Springer, 1996.
- [11] R. D. Christie and A. Bose, “Load frequency control issues in power system operations after deregulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. Vol. 11, No. 3, pp. 1191–1200, 1996.
- [12] T. Dy Liacco, “Real-time computer control of power systems,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, no. 7, pp. 884–891, 1974.
- [13] R. Schulz and W. Price, “Classification and identification of power system emergencies,” *IEEE Trans. on Power App. and Systems*, pp. 3470–3479, Dec. 1984.
- [14] R. Billinton and S. Aboreshaid, “Security evaluation of composite power systems,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, pp. 511–516, Sept. 1995.
- [15] M. Shahidehpour, F. Tinney, and Y. Fu, “Impact of security on power systems operation,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, pp. 2013–2025, Nov. 2005.
- [16] T. F. C4.602, “Coordinated voltage control in transmission networks,” tech. rep., CIGRÉ, Feb. 2007.
- [17] J. Paul, C. Corroyer, P. Jeannel, J. Tesson, F. Maury, and A. Torra, “Improvements in the organization of secondary voltage control in france,” *CIGRE Session Paris 1990, Report 38/39-03*, 1990.
- [18] J. P. Paul, J. Y. Leost, and J. M. Tesson, “Survey of the secondary voltage control in france : Present realization and investigations,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 2, pp. 505–511, May 1987.
- [19] J. P. Paul and J. Y. Leost, “Improvements in secondary voltage control in france,” *IFAC, Beijing*, 1986.
- [20] H. Vu, P. Pruvost, C. Launay, and Y. Harmand, “Improved voltage control on large-scale power system,” *IEEE PWRS Portland*, 1995.
- [21] S. Corsi, “The secondary voltage regulation in italy,” in *Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 1, pp. 296–304, 16–20 July 2000.
- [22] S. Corsi, M. Pozzi, C. Sabelli, and A. Serrani, “The coordinated automatic voltage control of the italian transmission grid-part i: reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 19, pp. 1723–1732, Nov. 2004.
- [23] V. Arcidiacono, S. Corsi, A. Natale, C. Raffaelli, and V. Menditto, “New developments in the application of enel transmission system voltage and reactive power automatic control,” *CIGRE Session 1990, Report 38/39-06*, 1990.

- [24] V. Corsi, U. Arcidiacono, R. Bazzi, R. Chinnici, M. Mocenigo, and G. Moreschini, "The regional voltage regulator for enel's dispatchers," *CIGRE Session Group 39*, 1996.
- [25] J. Van Hecke, N. Janssens, J. Deuse, and G. Promel, "Coordinated voltage control experience in belgium," *CIGRE Session 2000, paper 38-111*, 2000.
- [26] J. Piret, J. Antoine, N. Stubbe, N. Janssens, and J. Delincé, "The study of a centralized voltage control method applicable to the belgian system," *CIGRE Session 1992 report 39-201*, 1992.
- [27] R. E. de España (REE), *Procedimientos de Operación del Sistema Eléctrico*. [Online] Available: <http://www.ree.es>.
- [28] E. Lobato, L. Rouco, T. Gómez, F. Echavarren, M. Navarrete, R. Casanova, and G. Lopez, "Hourly solution of voltage constraints in the spanish electricity market," in *Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting* (L. Rouco, ed.), vol. 2, pp. 718–718 Vol. 2, 2003.
- [29] E. Miguelez, F. Cerezo, and L. Rodriguez, "On the assignment of voltage control ancillary service of generators in spain," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 22, pp. 367–375, Feb. 2007.
- [30] "U.S.-canada power system outage task force. final report on the august 14, 2003 blackout in the united states and canada: Causes and recommendations," tech. rep., 2004.
- [31] UCTE, "Final report of the investigation committee on the 28 september 2003 blackout in italy," Abril 2004.
- [32] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw Hill, 1994.
- [33] M. Ilic and J. Zaborszky, *Dynamic and Control of Large Electric Power Systems*. Wiley-Interscience Publication, 2000.
- [34] T. V. Cutsem and C. Vournas, *Voltage stability of electric power systems*. Kluwer Academic Publishers, 2003.
- [35] L. Hajagos and B. Danai, "Laboratory measurements and models of modern loads and their effect on voltage stability studies," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, pp. 584–592, May 1998.
- [36] R. Seydel, *Practical Bifurcation and Stability Analysis - From equilibrium to chaos*. Springer-Verlag, 1994.

- [37] C. Cañizares, F. Alvarado, C. DeMarco, I. Dobson, and W. Long, “Point of collapse methods applied to ac/dc power systems,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 7, pp. 673–683, May 1992.
- [38] V. Ajjarapu and B. Lee, “Bifurcation theory and its application to nonlinear dynamical phenomena in an electrical power system,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 7, pp. 424–431, Feb. 1992.
- [39] C. A. Cañizares, “Conditions for saddle-node bifurcations in ac/dc power systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 17, pp. 61–68, 2 1995.
- [40] H. Kwatny, A. Pasrija, and L. Bahar, “Static bifurcations in electric power networks: Loss of steady-state stability and voltage collapse,” *IEEE Trans. Circuits and Systems*, vol. 33, pp. 981–991, Oct 1986.
- [41] V. Venkatasubramanian, H. Schattler, and J. Zaborsky, “Dynamics of large constrained nonlinear systems—a taxonomy theory [power system stability],” *Proceedings of the IEEE*, vol. 83, pp. 1530–1561, Nov. 1995.
- [42] I. Dobson and L. Lu, “Voltage collapse precipitated by the immediate change in stability when generator reactive power limits are encountered,” *IEEE Trans. Circuits and Systems*, vol. 39, pp. 762–766, Sept. 1992.
- [43] Y. Kataoka and Y. Shinoda, “Voltage stability limit of electric power systems with generator reactive power constraints considered,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, pp. 951–962, May 2005.
- [44] G. Ejebe and B. Wollenberg, “Automatic contingency selection,” *IEEE Trans. on Power App. and Systems*, vol. PAS-98, no. 1, pp. 97–109, 1979.
- [45] I. Dabbaghchi and G. Irisarri, “Aep automatic contingency selector: Branch outage impacts on load bus voltage profile,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 1, pp. 37–44, May 1986.
- [46] A. de Souza, C. Canizares, and V. Quintana, “New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 12, pp. 1380–1387, Aug. 1997.
- [47] C. Canizares and F. Alvarado, “Point of collapse and continuation methods for large ac/dc systems,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 8, pp. 1–8, Feb. 1993.
- [48] V. Ajjarapu and C. Christy, “The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 7, pp. 416–423, Feb. 1992.

- [49] K. Iba, H. Suzuki, M. Egawa, and T. Watanabe, "Calculation of critical loading condition with nose curve using homotopy continuation method," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 6, no. 2, pp. 584–593, May 1991.
- [50] D. Alves, L. da Silva, C. Castro, and V. da Costa, "Continuation fast decoupled power flow with secant predictor," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, pp. 1078–1085, Aug. 2003.
- [51] G. Irisarri, X. Wang, J. Tong, and S. Mokhtari, "Maximum loadability of power systems using interior point nonlinear optimization method," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 12, pp. 162–172, Feb. 1997.
- [52] NERC, "Available transfer capability definition and determination," tech. rep., NERC, USA, 1996.
- [53] G. Ejebe, J. Tong, J. Waight, J. Frame, X. Wang, and W. Tinney, "Available transfer capability calculations," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 13, pp. 1521–1527, Nov 1998.
- [54] Y. Ou and C. Singh, "Assessment of available transfer capability and margins," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 17, pp. 463–468, May 2002.
- [55] C. Cañizares and Z. Faur, "Analysis of svc and tcsc controllers in voltage collapse," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, pp. 158–165, Feb. 1999.
- [56] J. V. Hecke, N. Hatziaargyriou, and T. Van Cutsem, "Indices predicting voltage collapse including dynamic phenomena," 1994. Report of CIGRE working group 38.02.11, J. Van Hecke (convenor).
- [57] L. Zárate, C. Castro, J. Ramos, and E. Ramos, "Fast computation of voltage stability security margins using nonlinear programming techniques," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 21, pp. 19–27, Feb. 2006.
- [58] P. Modi, S. Singh, and J. Sharma, "Loadability margin calculation of power system with svc using artificial neural network," *Engineering applications of artificial intelligence*, vol. 18, pp. 695–703, 2005.
- [59] P.-A. Lof, T. Smed, G. Andersson, and D. Hill, "Fast calculation of a voltage stability index," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 7, pp. 54–64, Feb. 1992.
- [60] E. Y. Mansour, *Suggested techniques for voltage stability analysis*. IEEE Press, Piscataway, NJ, 1993.
- [61] B. Gao, G. Morison, and P. Kundur, "Voltage stability evaluation using modal analysis," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 7, pp. 1529–1542, Nov. 1992.

- [62] I. Dobson, "Observations on the geometry of saddle node bifurcation and voltage collapse in electrical power systems," *IEEE Trans. Circuits and Systems*, vol. 39, pp. 240–243, March 1992.
- [63] S. Greene, I. Dobson, and F. Alvarado, "Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 1, pp. 262–272, 1997.
- [64] H.-D. Chiang and R. Jean-Jumeau, "Toward a practical performance index for predicting voltage collapse in electric power systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 10, pp. 584–592, May 1995.
- [65] A. Zambroni De Souza, C. Cañizares, and V. Quintana, "Critical bus and point of collapse determination using tangent vectors," *Proc. North American Power Symposium (NAPS), Boston, USA*, pp. 329–333, 1996.
- [66] C. Cañizares, A. De Souza, and V. Quintana, "Comparison of performance indices for detection of proximity to voltage collapse," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, no. 3, pp. 1441–1450, Aug 1996.
- [67] A. Berizzi, P. Finazzi, D. Dosi, P. Marannino, and S. Corsi, "First and second order methods for voltage collapse assessment and security enhancement," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, pp. 543–551, May 1998.
- [68] A. Tiranuchit and R. Thomas, "A posturing strategy against voltage instabilities in electric power systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, no. 1, pp. 87–93, 1988.
- [69] C. Cañizares, N. Mithulananthan, A. Berizzi, and J. Reeve, "On the linear profile of indices for the prediction of saddle-node and limit-induced bifurcation points in power systems," *IEEE Trans. Circuits and Systems*, vol. 50, pp. 1588–1595, Dec. 2003.
- [70] I. Dobson and L. Lu, "New methods for computing a closest saddle node bifurcation and worst case load power margin for voltage collapse," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 8, pp. 905–913, Aug. 1993.
- [71] F. Alvarado, I. Dobson, and Y. Hu, "Computation of closest bifurcations in power systems," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 9, pp. 918–928, May 1994.
- [72] L. Zárate and C. Castro, "Fast computation of security margins to voltage collapse based on sensitivity analysis," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 153, pp. 35–43, 12 Jan. 2006.

- [73] H.-D. Chiang, I. Dobson, R. Thomas, J. Thorp, and L. Fekih-Ahmed, “On voltage collapse in electric power systems,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 5, no. 2, pp. 601–611, May 1990.
- [74] H.-D. Chiang and R. Jean-Jumeau, “A more efficient formulation for computation of the maximum loading points in electric power systems,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 10, pp. 635–646, May 1995.
- [75] S. Greene, I. Dobson, and F. Alvarado, “Sensitivity of transfer capability margins with a fast formula,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 17, pp. 34–40, Feb. 2002.
- [76] A. Marano, J. Martínez Ramos, A. L. Trigo, and P. Martínez Lacañina, “Procedimiento para alejar el sistema del colapso de tensiones utilizando técnicas de optimización y análisis de sensibilidad,” in *Proc. 9º Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Marbella*, 2005.
- [77] A. Marano, J. Martínez Ramos, and A. L. Trigo, “A new technique to compute control actions to prevent voltage collapse using optimization techniques and sensitivity analysis,” in *Proc. IEEE PES General Meeting, Montreal.*, 2006.
- [78] F. Milano, A. Conejo, and R. Zárate-Minano, “General sensitivity formulas for maximum loading conditions in power systems,” *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 1, pp. 516–526, May 2007.
- [79] I. Dobson and L. Lu, “Computing an optimum direction in control space to avoid stable node bifurcation and voltage collapse in electric power systems,” *Automatic Control, IEEE Transactions on*, vol. 37, no. 10, pp. 1616–1620, Oct 1992.
- [80] F. Capitanescu and T. Van Cutsem, “Unified sensitivity analysis of unstable or low voltages caused by load increases or contingencies,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, pp. 321–329, Feb. 2005.
- [81] S. Corsi, P. Marannino, N. Losignore, G. Moreschini, and G. Piccini, “Coordination between the reactive power scheduling function and the hierarchical voltage control of the ehv enel system,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 10, pp. 686–694, May 1995.
- [82] C. A. Cañizares, C. Cavallo, M. Pozzi, and S. Corsi, “Comparing secondary voltage regulation and shunt compensation for improving voltage stability and transfer capability in the italian power system,” *Electric Power Systems Research*, vol. 73, pp. 67–76, Jan. 2005.
- [83] C. Cañizares, “Calculating optimal system parameters to maximize the distance to saddle-node bifurcations,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 45, no. 3, pp. 225–237, March 1998.

- [84] J. Carpentier, "Contribution a létude du dispatching économique," *Bull. Soc. Française des Electriciens*, vol. 3, pp. 431–447, 1962.
- [85] W. Rosehart, C. Canizares, and V. Quintana, "Multiobjective optimal power flows to evaluate voltage security costs in power networks," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, pp. 578–587, May 2003.
- [86] N. Karmarkar, "A new polynomial-time algorithm for linear programming," *Combinatorica*, vol. 4, 1984.
- [87] D. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes, and W. Tinney, "Optimal power flow by newton approach," *power apparatus and systems, ieee transactions on*, vol. PAS-103, pp. 2864–2880, Oct. 1984.
- [88] S. Granville, "Optimal reactive dispatch through interior point methods," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 9, pp. 136–146, Feb. 1994.
- [89] J. Martínez Ramos, A. Gómez Expósito, and V. Quintana, "Reactive power optimization by interior-point methods: Implementation issues," *Power System Computation Conference PSCC*, Septiembre 1996.
- [90] S. Mehrotra, "On the implementation of a primal-dual interior point method," *SIAM Journal on Optimization*, vol. 2, no. 4, pp. 575–601, 1992.
- [91] J. Gondzio, "Multiple centrality corrections in a primal-dual method for linear programming," *Computational Optimization and Applications*, vol. 6, pp. 137–156, Sep. 1996.
- [92] J. Muñoz and A. Gómez Expósito, "A line-current measurement based state estimator," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 513–519, 1992.
- [93] A. Gómez Expósito, J. Martínez Ramos, J. Ruiz Macias, and Y. Cuellar Salinas, "Sensitivity-based reactive power control for voltage profile improvement," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, pp. 937–945, Aug. 1993.
- [94] A. Gómez Expósito, J. Martínez Ramos, A. Cabrera, J. Cortés, J. Mateos, J. Ruiz, E. Méndez, Y. Cuéllar, and A. Hurtado, "Benefits of using an operational tool for reactive power scheduling," *Power System Computation Conference PSCC*, Septiembre 1996.
- [95] J. Martínez Ramos, A. Gómez Expósito, J. Cortés Cerezo, E. Méndez Ruiz, and F. Cuéllar Salinas, "A hybrid tool to assist the operator in reactive power/voltage control and optimization," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 10, pp. 760–768, May 1995.

- [96] M. Khat, A. Chaker, A. Gómez Expósito, and J. Martínez Ramos, “Reactive power optimization and voltage control in the western algerian transmission system: a hybrid approach,” *Electric Power Systems Research*, vol. 64, no. 1, pp. 3 – 10, 2003.
- [97] University of Washington, *Power Systems Test cases archive*. [Online]. Available: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>.
- [98] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour, and C. Singh, “The IEEE reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 1010–1020, Aug. 1999.
- [99] F. Capitanescu, W. Rosehart, and L. Wehenkel, “Optimal power flow computations with constraints limiting the number of control actions,” in *Proc. IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1–8, 2009.
- [100] W. Rosehart, C. Roman, and A. Schellenberg, “Optimal power flow with complementarity constraints,” *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, pp. 813–822, May 2005.
- [101] C. Cañizares, *UWPFLOW: Continuation and direct methods to locate fold bifurcation in AC/DC/FACTS Power Systems*. University of Waterloo. [Online]. Available: <http://www.power.uwaterloo.ca>.
- [102] B. A. McCarl, *McCarl GAMS User Guide*. (2006) GAMS Development Corporation, Washington, DC.
- [103] GAMS Development Corporation, *GAMS GDX facilities and tools*.
- [104] The MathWorks, Inc, *Matlab Programming 2005*. [Online]. Available: <http://www.mathworks.com>.
- [105] ILOG, *ILOG CPLEX product description*. [Online]. Disponible en: <http://www.ilog.com/products/cplex/>.
- [106] Ziena Optimization, Inc., *KNITRO User’s manual*. [Online]. Available: <http://www.ziena.com/documentation.htm>.
- [107] A. Drud, *CONOPT Manual*. (1996) ARKI Consulting and Development, Denmark. [Online]. Available: <http://www.gams.com/>.

- [108] B. A. Murtagh and M. A. Saunders, *MINOS User's guide*. Systems Optimization Laboratory (SOL). [Online]. Available: <http://stanford.edu/group/SOL/guides/minos55.pdf>.