

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

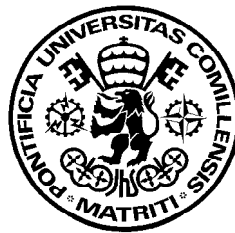
Instituto de Investigación Tecnológica

Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio

Tesis para la obtención del grado de Doctor

Director: Prof. Dr. D. Juan Rivier Abbad

Autor: Ing. D. Víctor Hugo Méndez Quezada



Madrid 2005

**NOTIFICACIÓN AL INTERESADO DE LA CALIFICACIÓN DE LA
LECTURA Y DEFENSA DE LA TESIS (OPCIONAL)**

Se hace constar que **D. Víctor Hugo Mendez Quezada**

ha leído y defendido en el día de la fecha su tesis titulada "GENERACIÓN
DISTRIBUIDA: ASPECTOS TÉCNICOS Y SU TRATAMIENTO REGULATORIO".

ante el Tribunal constituido por los siguientes Profesores:

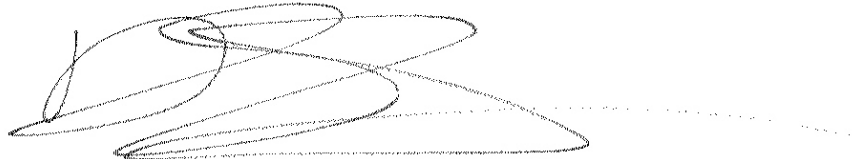
Presidente:	Dr. D. José Ramón Saenz Ruiz
Vocales:	Dr. D. Carlos María Álvarez Bel
	Dr. D. Joao Abel Peças Lopes y
	Dr. D. Tomás Gómez San Román
Secretario:	Dr. D. David Soler Soneira

habiendo recibido la calificación de

SOBRESALIENTE CUM LAUDE

Madrid, 3 de octubre de 2005

EL SECRETARIO DEL TRIBUNAL



Destino de este documento una vez cumplimentado

Original: interesado

A mi madre
A mi padre (Q. E. P. D.)
A mi hermano
A Suly

AGRADECIMIENTOS

Después de tanto tiempo (son ya casi 6 años) me parece mentira que haya llegado el momento de escribir estos agradecimientos, ha sido un arduo camino con mucho sacrificios y esfuerzos pero ha valido la pena. Mi porvenir estará totalmente marcado por estos últimos 6 años en los que no sólo he adquirido conocimientos técnicos sino también he madurado como persona. Como todo en esta vida tiene un principio y un fin, hoy finaliza mi tesis, se cierra un capítulo importante en mi vida e inicia otro.

En primer lugar, quiero dar gracias a Dios Todopoderoso sin cuya voluntad no hubiera sido posible el desarrollo de esta tesis, y a mi padre quien estando sentado a su vera estoy seguro que ha intercedido por mí para que este barco llegue a buen puerto.

A mi madre, a quien se lo debo todo en esta vida. Sin su esfuerzo y sacrificio para educarnos, ni mi hermano ni yo fuéramos quienes somos hoy en día. Gracias por ser la mejor madre del mundo. Esta última frase puede parecer un tópico pero en este caso puedo dar fe de que no lo es.

A mi hermano con quien he compartido muchos momentos inolvidables y que desde la lejanía siempre me ha dado su apoyo.

A Suly, por todo su amor, cariño, comprensión y apoyo durante todo este tiempo. A pesar de que el destino nos hizo una mala jugada obligándonos a estar separados durante largas temporadas, siempre sentí que ella estaba conmigo y ha sido una de las principales razones que me motivaron a seguir adelante. El nuevo capítulo de mi vida que inicia al finalizar esta tesis no se puede escribir sin que ella sea la protagonista.

A todas las instituciones que de una u otra forma colaboraron en este proyecto: A la Agencia Española de Cooperación Internacional (AECI), por hacer posible que iniciara mis estudios de doctorado; al Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, por otorgarme una beca y haberme permitido formar parte de su equipo de becarios; y a Iberdrola, por haber financiado parcialmente esta tesis a través de proyectos de investigación y por haber proporcionado información para los estudios realizados (en especial, a Jose Arceluz, Ana Madurga y Javier Marín, por compartir todos sus conocimientos en temas de distribución y por el inmejorable trato personal).

A todos los que colaboraron para que esta aventura fuera posible, en especial a Ricardo Colorado, por haberme inducido a embarcarme en esta aventura, a Daniel Muñoz, quien sin conocerme me brindó su inestimable colaboración para abrirme las puertas del IIT.

A Juan Rivier, que además de ser mi director de tesis ha sido un amigo, haciendo que el ambiente de trabajo fuera inmejorable. Quiero agradecerle por haber tenido confianza en mí, por haber compartido todos sus conocimientos y por haberme otorgado la oportunidad de desarrollar esta tesis.

A Tomás Gómez, porque siendo director del IIT me permitió formar parte del IIT y porque durante todos estos años en los que hemos trabajado en diversos proyectos, además de haber compartido sus conocimientos, me brindó su amistad. Quiero agradecerle también por su inestimable ayuda en estos tramos finales de la tesis.

A todos los compañeros del IIT, en especial a aquellos con los que compartí inolvidables momentos. Me refiero a todos los que han formado parte de la mítica segunda la cual el destino quiso que pasara a denominarse Quintana. Vuelven a mí muchos recuerdos al escribir estos agradecimientos: inolvidables “orejotas y cafelotes”, partidillas de billar con Pablo, discusiones filosóficas con Juan Ignacio, etc. ¡Cómo voy a echar de menos todos estos momentos! Quiero agradecer a aquellos que decidieron emprender el

vuelo antes que un servidor: Pablo Romera, Ada, Hermann, Juan Ignacio, Pablo Centeno y Alex. A los que todavía quedan en el IIT: Pía, Javier Reneses, Eduardo, Enrique Nacho Egido, Nacho Hierro, Javier Cimadevila y Paco. Gracias a todos por su amistad y porque siempre estuvieron dispuestos a echarme una mano cuando la necesité.

Al personal administrativo del IIT, Carmen, Isabel y Pilar por su colaboración y su imprescindible labor de gestión que llevan a cabo en el IIT.

A mis compatriotas, Miguel, Aracely y Edson, por los gratos momentos que compartimos en los madriles, momentos en los cuales parecía que la patria no estaba tan distante.

A todos los amigos que siempre estuvieron a mi lado, en especial a Marcela y Edgardo por brindarme su amistad en estos últimos tramos de la tesis.

A todos les doy mis más sinceras gracias y confío en que Dios les dé su bendición.

CONTENIDO

Tabla de contenido

Capítulo 1. Introducción

1. Motivaciones de la tesis	2
2. Objetivos de la tesis	3
3. Estructura de la tesis	4

Capítulo 2. Generación Distribuida

1. Introducción	8
2. Concepto de Generación Distribuida.....	11
3. Tecnologías de Generación Distribuida	13
3.1. Turbinas de gas	14
3.2. Turbinas de vapor.....	16
3.3. Ciclos combinados	18
3.4. Motores alternativos.....	18
3.5. Mini-hidráulica.....	19
3.6. Eólica	20
3.7. Solar	23
3.7.1. Solar fotovoltaica.....	23
3.7.2. Solar térmica.....	24
3.8. Pilas de combustible.....	27
3.9. Resumen de las características de las tecnologías de GD	30
3.10. Perfiles típicos de producción	33
4. Impacto técnico de la GD	35
5. Resumen y conclusiones	44

Capítulo 3. Impacto de la GD en pérdidas

1. Introducción	48
2. Estado del arte	49
3. Descripción del estudio.....	52
3.1. Modelado de las variables.....	52
3.1.1. Perfil de producción de las tecnologías de GD.....	53
3.1.2. Perfil de demanda	55
3.1.3. Características de la red	55

3.2.	Descripción del algoritmo	56
3.3.	Escenarios	61
4.	Resultados	62
4.1.	Importancia de la demanda	63
4.2.	Sensibilidad a la penetración de la GD	65
4.3.	Sensibilidad a la tecnología de GD	66
4.3.1.	<i>Cogeneración</i>	70
4.3.2.	<i>Eólica</i>	72
4.3.3.	<i>Fotovoltaica</i>	73
4.3.4.	<i>Generación de base</i>	74
4.4.	Sensibilidad a la dispersión y concentración de la GD	75
4.5.	Sensibilidad a la energía reactiva	77
5.	Aplicación práctica.....	79
6.	Resumen y conclusiones.....	81

Capítulo 4. Impacto de la GD en inversiones

1.	Introducción.....	86
2.	Estado del arte	87
3.	Descripción del estudio	89
3.1.	Descripción del algoritmo	92
3.2.	Escenarios	98
4.	Resultados	98
4.1.	Importancia de la demanda	98
4.2.	Sensibilidad a la penetración de la GD	99
4.3.	Sensibilidad a la tecnología de GD	102
4.3.1.	<i>Cogeneración</i>	103
4.3.2.	<i>Eólica</i>	104
4.3.3.	<i>Fotovoltaica</i>	105
4.3.4.	<i>Generación de base</i>	105
5.	Aplicación práctica.....	107
6.	Resumen y conclusiones.....	109

Capítulo 5. Situación actual de la regulación de la GD

1.	Introducción.....	112
2.	Aspectos a considerar para una correcta integración de la GD.....	113
2.1.	Integración de la GD en las redes	113
2.2.	Integración de la GD en los mercados	114

2.3. Impacto de la GD en la regulación de la distribución.....	115
3. Revisión Internacional del tratamiento de la GD.....	117
3.1. Reino Unido	117
3.1.1. <i>Fomento de la GD</i>	118
3.1.2. <i>Integración de la GD</i>	121
3.2. Dinamarca	124
3.2.1. <i>Fomento de la GD</i>	125
3.2.2. <i>Integración de la GD</i>	127
3.3. Países Bajos.....	130
3.3.1. <i>Fomento de la GD</i>	130
3.3.2. <i>Integración de la GD</i>	131
3.4. Portugal	134
3.4.1. <i>Fomento de la GD</i>	134
3.4.2. <i>Integración de la GD</i>	136
3.5. España	138
3.5.1. <i>Fomento de la GD</i>	138
3.5.2. <i>Integración de la GD</i>	141
4. Resumen y conclusiones	143

Capítulo 6. Regulación para una mejor integración de la GD

1. Introducción	148
2. Integración de la GD en las redes.....	149
2.1. Cargos por conexión	149
2.2. Cargos por uso de red.....	150
2.3. Señales de operación.....	152
2.3.1. <i>Propuesta para dar señales de operación a la GD referentes a su impacto en pérdidas</i>	153
3. Integración de la GD en los mercados de energía.....	158
3.1. Venta de energía de la GD.....	159
3.1.1. <i>Propuesta de mejora del esquema precio del mercado más complementos</i>	161
3.2. Requisitos de programación de la producción	162
3.3. Requisitos de los servicios complementarios del sistema.....	163
3.4. Garantía de suministro a largo plazo.....	164
4. Impacto de la GD en la regulación de la distribución	165
4.1. Impacto en la retribución de las distribuidoras	166
4.1.1. <i>Coste del servicio</i>	166
4.1.2. <i>Performance Based Ratemaking (PBR)</i>	167
4.1.3. <i>Coste del servicio vs. PBR</i>	169
4.2. Impacto en el incentivo a la optimización de pérdidas	171

4.3. Reconocimiento de las inversiones.....	172
4.4. Incentivos a la innovación	173
5. Resumen y conclusiones.....	174

Capítulo 7. Conclusiones

1. Resumen y conclusiones.....	180
2. Aportaciones originales	188
3. Futuros desarrollos	190

Anexo 1. Modelado

1. Modelado de la GD.....	194
1.1. Generación eólica	194
1.2. Generación fotovoltaica.....	199
1.3. Cogeneración	206
1.4. Generación de base	209
2. Modelado de la demanda.....	209
3. Modelado de la red.....	211

Anexo 2. Algoritmos para el cálculo de pérdidas

1. Flujo de cargas por el método de Newton-Raphson.....	222
2. Flujo de cargas radial	223
3. Flujo de cargas radial simplificado	225
4. Sensibilidades del flujo de cargas	225
5. Flujos de cargas por períodos tarifarios	229

Anexo 3. Resultados complementarios del impacto de la GD en pérdidas

1. Perfil de demanda	232
2. Resultados	236

Anexo 4. Resultados complementarios del impacto de la GD en inversiones

1. Resultados.....	252
1.1. Alimentador semi-rural <i>cluster</i> 2	253
1.2. Alimentador semi-rural <i>cluster</i> 3	256
1.3. Alimentador rural <i>cluster</i> 4	259
1.4. Alimentador rural <i>cluster</i> 5	262
1.5. Alimentador urbano <i>cluster</i> 6	265
1.6. Alimentador urbano <i>cluster</i> 7	268

Lista de figuras

Figura 1. Esquema tradicional de los sistemas eléctricos.	8
Figura 2. Esquema de los sistemas eléctricos incluyendo GD.....	12
Figura 3. Esquema de planta solar térmica de colectores cilindro-parabólicos.	25
Figura 4. Esquema de planta solar térmica de torre central.	25
Figura 5. Esquema general de una planta solar térmica de torre central.....	26
Figura 6. Esquema de discos parabólicos.....	26
Figura 7. Comparación entre el perfil de producción de dos plantas cogeneradoras en España.....	34
Figura 8. Perfil de producción de una instalación eólica y una fotovoltaica.	35
Figura 9. Perfil de tensión en un alimentador radial.	37
Figura 10. Diagrama fasorial de la tensión en un alimentador radial.	38
Figura 11. Diagrama de cálculo de pérdidas horarias a lo largo de un año.....	56
Figura 12. Comparación de resultados con los algoritmos alternativos (red semi-rural <i>cluster</i> 1).	60
Figura 13. Evolución de la demanda agregada total en el alimentador <i>cluster</i> 1.....	64
Figura 14. Demanda agregada total en el resto de <i>clusters</i>	65
Figura 15. Comportamiento de las pérdidas ante diversos niveles de penetración y tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).	66
Figura 16. Comportamiento de las pérdidas ante diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).	67
Figura 17. Comparación del impacto en pérdidas utilizando factores de capacidad (escenario de dispersión ideal).	69
Figura 18. Adaptación de los perfiles de cogeneración al perfil de demanda.....	71
Figura 19. Adaptación del perfil de la cogeneración al perfil de la demanda.....	72
Figura 20. Efecto de la correlación de las instalaciones eólicas (escenario de dispersión ideal).	73
Figura 21. Comportamiento del flujo residual debido a la generación constante.....	74

Figura 22. Resultados clasificados por tecnología.....	76
Figura 23. Resultados clasificados por escenario de dispersión.....	76
Figura 24. Influencia de la energía reactiva en las pérdidas (escenario de dispersión ideal).	78
Figura 25. Cálculo de la máxima demanda admisible (MDA).....	93
Figura 26. Rango de variación de la MDA (<i>cluster</i> 1).....	94
Figura 27. Comparación de los valores de MDA sin y con GD. Escenario con 3 plantas cogeneradoras instaladas en los nudos 13, 17 y 21 en el alimentador semi-rural <i>cluster</i> 1.	94
Figura 28. Simplificación de nudo único.....	95
Figura 29. Algoritmo completo de cálculo del impacto de la GD en las inversiones.....	97
Figura 30. Sensibilidad de la probabilidad de sobrecarga ante la penetración de la GD.....	100
Figura 31. Sensibilidad de la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD.	101
Figura 32. Aumento de sobrecargas debido a la alta penetración de la GD (cogeneración tipo 1).	102
Figura 33. Probabilidad de sobrecargas para las diversas tecnologías de GD.....	103
Figura 34. Efecto de la correlación entre parques eólicos.	105
Figura 35. Aumento de sobrecargas debido a la alta penetración de la GD (generación de base).	106
Figura 36. Metodología para la asignación del impacto de la GD en pérdidas.	154
Figura 37. El alimentador en el cual está conectada la GD no exporta energía.	155
Figura 38. El alimentador en el cual está conectada la GD exporta energía pero se consume en los alimentadores conectados en el mismo nivel de tensión..	156
Figura 39. La GD exporta a los niveles de tensión superiores.	157

Anexos

Figura 1. Curva de producción de un aerogenerador <i>Bonus</i> de 600 kW.....	195
Figura 2. Diagrama de la generación de la serie de viento.....	197
Figura 3. Simulación del viento utilizando la matriz de transición de Markov.....	198
Figura 4. Simulación del viento utilizando números aleatorios.....	199
Figura 5. Irradiancia extraterrestre sobre superficie horizontal.....	202
Figura 6. Diagrama de flujo para la estimación del coeficiente de claridad.....	204
Figura 7. Irradiancia sobre una superficie horizontal en la ciudad de Madrid teniendo en cuenta el efecto de las nubes.	205
Figura 8. Simulación de la Irradiancia en la comunidad de Madrid durante 168 horas.....	205
Figura 9. Producción de las plantas de cogeneración con vertido máximo en el día. ..	207
Figura 10. Producción de las plantas de cogeneración con vertido máximo en la noche.	208

Figura 11. Comportamiento horario de las tarifas.....	210
Figura 12. Consumo anual del los clientes con tarifa 2.0.	211
Figura 13. Diagramas unifilares de los <i>clusters</i> 1 y 2.	213
Figura 14. Diagramas unifilares de los <i>clusters</i> 3 y 4.	214
Figura 15. Diagramas unifilares de los <i>clusters</i> 5, 6 y 7.	215
Figura 16. Demanda agregada en el alimentador semi-rural <i>cluster</i> 2.....	233
Figura 17. Demanda agregada en el alimentador semi-rural <i>cluster</i> 3.....	233
Figura 18. Demanda agregada en el alimentador rural <i>cluster</i> 4.	234
Figura 19. Demanda agregada en el alimentador rural <i>cluster</i> 5.	234
Figura 20. Demanda agregada en el alimentador urbano <i>cluster</i> 6.....	235
Figura 21. Demanda agregada en el alimentador urbano <i>cluster</i> 7.....	235
Figura 22. Resultados clasificados por tipo de tecnología en el alimentador semi-rural <i>cluster</i> 2.....	239
Figura 23. Resultados clasificados por tipo de tecnología en el alimentador semi-rural <i>cluster</i> 3.....	240
Figura 24. Resultados clasificados por tipo de tecnología en el alimentador rural <i>cluster</i> 4.....	241
Figura 25. Resultados clasificados por tipo de tecnología en el alimentador rural <i>cluster</i> 5.....	242
Figura 26. Resultados clasificados por tipo de tecnología en el alimentador urbano <i>cluster</i> 6.....	243
Figura 27. Resultados clasificados por tecnología en el alimentador urbano <i>cluster</i> 7.....	244
Figura 28. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador semi-rural <i>cluster</i> 2.....	245
Figura 29. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador semi-rural <i>cluster</i> 3.....	246
Figura 30. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador rural <i>cluster</i> 4.....	247
Figura 31. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador rural <i>cluster</i> 5.....	248
Figura 32. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador urbano <i>cluster</i> 6.....	249
Figura 33. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador urbano <i>cluster</i> 7.....	250
Figura 34. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).	253
Figura 35. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).	254
Figura 36. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).	255
Figura 37. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).	256

Figura 38. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).	257
Figura 39. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).....	258
Figura 40. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).....	259
Figura 41. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).	260
Figura 42. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).....	261
Figura 43. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).....	262
Figura 44. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).	263
Figura 45. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).....	264
Figura 46. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).....	265
Figura 47. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).	266
Figura 48. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).....	267
Figura 49. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).....	268
Figura 50. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).	269
Figura 51. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).....	270

Lista de tablas

Tabla 1. Características y propiedades de las turbinas de gas.....	15
Tabla 2. Características y propiedades de la tecnología de micro-turbinas.	16
Tabla 3. Características y propiedades de la tecnología de turbinas de vapor con combustible de biomasa.	17
Tabla 4. Características y propiedades de los motores alternativos.....	19
Tabla 5. Características y propiedades de la tecnología mini-hidráulica.....	20
Tabla 6. Características y propiedades de la tecnología eólica.	22
Tabla 7. Características y propiedades de la tecnología mini-eólica.	23
Tabla 8. Características y propiedades de la tecnología solar fotovoltaica.....	24
Tabla 9. Características y propiedades de la tecnología solar térmica.....	27
Tabla 10. Características y propiedades de la tecnología de pilas de combustible.....	30

Tabla 11. Comparación de las diversas tecnologías de GD y sus prestaciones.....	31
Tabla 12. Tabla comparativa de las diferentes tecnologías de GD y sus características.	32
Tabla 13. Tiempo de ejecución y error de los algoritmos.	60
Tabla 14. Efecto del factor de capacidad en la penetración de la GD.....	69
Tabla 15. Nudos de instalación de la GD en los diversos escenarios estudiados.....	75
Tabla 16. Modificación de las pérdidas en el escenarios del 10%.	80
Tabla 17. Retraso de inversiones de las tecnologías de GD.....	109
Tabla 18. Resumen de la regulación de la GD en UK.....	124
Tabla 19. Resumen de la regulación de la GD en Dinamarca.....	129
Tabla 20. Resumen de la regulación de la GD en los Países Bajos.....	134
Tabla 21. Resumen de la regulación de la GD en Portugal.....	137
Tabla 22. Incentivo para el suministro o consumo de energía reactiva.....	140
Tabla 23. Resumen de la regulación de la GD en España.....	142
Tabla 24. Resumen de las regulaciones de la GD en los países estudiados.	145

Anexos

Tabla 1. Coeficiente de claridad para las ciudades de Madrid y Alicante.....	203
Tabla 2. Valores de los centroides de los <i>clusters</i>	212
Tabla 3. Características de los conductores.....	216
Tabla 4. Características del alimentador semi-rural <i>cluster 1</i>	216
Tabla 5. Características del alimentador semi-rural <i>cluster 2</i>	217
Tabla 6. Características del alimentador semi-rural <i>cluster 3</i>	218
Tabla 7. Características del alimentador rural <i>cluster 4</i>	218
Tabla 8. Características del alimentador rural <i>cluster 5</i>	219
Tabla 9. Características del alimentador urbano <i>cluster 6</i>	219
Tabla 10. Características del alimentador urbano <i>cluster 7</i>	219
Tabla 11. Períodos horarios de las tarifas de acceso.	229
Tabla 12. Nudos de instalación de la GD en el alimentador semi-rural <i>cluster 2</i>	236
Tabla 13. Nudos de instalación de la GD en el alimentador semi-rural <i>cluster 3</i>	236
Tabla 14. Nudos de instalación de la GD en el alimentador rural <i>cluster 4</i>	237
Tabla 15. Nudos de instalación de la GD en el alimentador rural <i>cluster 5</i>	237
Tabla 16. Nudos de instalación de la GD en el alimentador urbano <i>cluster 6</i>	237
Tabla 17. Nudos de instalación de la GD en el alimentador urbano <i>cluster 7</i>	238

Bibliografía	271
---------------------------	-----

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1. Motivaciones de la tesis

Durante los últimos años, a nivel mundial, se ha observado un crecimiento importante de un tipo de generación que por sus características intrínsecas se instala principalmente en las redes de distribución. Este tipo de generación es conocido en la literatura como *Generación Distribuida* (GD). Sus características principales son su menor tamaño en comparación con centrales generadoras convencionales, su ubicación en las redes de distribución y la diversidad de fuentes primarias que pueden ser utilizadas en este tipo de aplicaciones (gas natural, Diesel, fuelóleo, viento, sol, agua, etc.).

El concepto de Generación Distribuida no es reciente, remontándose a los inicios de los sistemas eléctricos. Los primeros sistemas desarrollados por Thomas Alva Edison a finales del siglo XIX consistían en pequeños generadores de corriente continua conectados muy cerca de los centros de consumo. Con el paso de los años, el desarrollo de los transformadores permitió que la corriente alterna se convirtiera en la opción predominante. Esto se debió principalmente a que la corriente alterna junto con los transformadores permitía elevar la tensión y transportar la energía a largas distancias con pocas pérdidas, posibilitando la interconexión entre sistemas.

Este aspecto condicionó el desarrollo de los sistemas eléctricos. Éstos se diseñaron utilizando un esquema jerárquico en el cual la energía fluye desde los niveles más altos (generadores conectados en las redes de transporte, alejados de los centros de consumo) hacia los consumidores conectados en los niveles más bajos (redes de reparto y distribución).

En años recientes, la GD ha vuelto a la palestra y se plantea como el nuevo paradigma de los sistemas eléctricos. La conexión de estos generadores en los niveles más bajos del esquema jerárquico altera dicho esquema, planteando una serie de problemas de naturaleza técnica y regulatoria.

Las razones que han motivado el desarrollo de la GD durante los últimos años son de diversa índole: razones medioambientales (como en el caso de las tecnologías renovables: eólica, mini-hidráulica, fotovoltaica, etc.), eficiencia energética (como en el caso de la cogeneración), avances tecnológicos (como en el caso de las micro-turbinas de gas y las pilas de combustible), diversificación de las fuentes de energía, fiabilidad del suministro (aplicaciones de respaldo o *back-up* con grupos electrógenos), razones económicas, etc. Las razones medioambientales y de eficiencia energética son con diferencia las que han prevalecido gracias a las políticas de promoción de energías renovables y cogeneración adoptadas por muchos países, especialmente en Europa.

En la actualidad, en general, las redes de distribución se diseñan siguiendo un esquema radial o si se diseñan de forma mallada suelen ser explotadas de forma radial. Este diseño implica que existe un único camino para el flujo de energía, desde la subestación hacia los consumidores. Es decir, el flujo es unidireccional. La conexión o presencia de GD en las redes de distribución modifica los flujos de potencia por la red, afectando no sólo su magnitud sino también incluso su dirección. Esta modificación que sufren los flujos de potencia puede impactar en aspectos tan diversos como las pérdidas, inversiones, perfil de tensión, calidad del suministro, potencia de cortocircuito, seguridad del personal de mantenimiento, estabilidad y operación de las redes.

Por otra parte, durante los últimos años el sector eléctrico a nivel mundial se ha visto inmerso en un proceso de reestructuración. Dicho proceso ha sido liderado principalmente por la introducción de mecanismos de mercado en aquellas actividades que por sus características admiten este tipo de mecanismos. En general, las actividades de generación y comercialización de energía son ejercidas en condiciones de mercado. Las actividades de transporte y distribución siguen siendo ejercidas en condiciones monopolísticas por lo que sus ingresos son regulados. Pero incluso la regulación de estas actividades está siendo revisada: existe una tendencia a cambiar de los esquemas tradicionales de coste del servicio a esquemas basados en una regulación por objetivos de las empresas.

La regulación de la GD tiene que ver tanto con las actividades liberalizadas (su producción de energía) como con las actividades reguladas (se conecta a las redes de distribución). Aunque no es la GD la que ha propiciado los cambios descritos anteriormente, sí que puede influir en cómo van a ir evolucionando para darle cabida. Hay que tener en cuenta que los diseños regulatorios actuales no suelen tener en cuenta la idiosincrasia de la GD y por tanto no permiten su correcta integración.

La integración de la GD se ve afectada no sólo por su propia regulación, la cual incluye temas como el acceso a las redes o el acceso a los mercados, sino también por los impactos que produce en la regulación de la distribución.

Las previsiones apuntan a que el crecimiento de la GD continuará en años venideros y llegará a jugar un papel relevante en los sistemas eléctricos. Esto constituye un nuevo reto no sólo para los sistemas eléctricos sino también para la comunidad científica. La presente tesis surge con la motivación de dar respuesta a parte de la problemática técnica y regulatoria asociada a la integración de la GD en los sistemas eléctricos.

2. Objetivos de la tesis

La presente tesis se desarrolla con la intención de dar respuesta a algunas de las cuestiones que surgen al ir aumentando la presencia de GD en las redes de distribución. Uno de los dos objetivos principales de esta tesis es colaborar en la comprensión de parte de la problemática técnica asociada a la conexión de GD, concretamente en el impacto en pérdidas e inversiones.

El otro objetivo principal de la tesis es identificar y analizar los problemas regulatorios asociados a la integración de la GD así como proponer cambios en la regulación que permitan una mejor integración de ésta. Dichos cambios deben ser compatibles con el actual proceso de reestructuración en el cual está inmerso el sector eléctrico.

Para conseguir el primer objetivo, se desarrolla un estudio técnico que pretende analizar cómo influyen todos los factores que afectan en el impacto de la GD: perfil de producción de la GD, penetración de la GD y dispersión de la GD.

Para lograr esto, en primer lugar, es necesario revisar las características técnicas de las diversas tecnologías disponibles para aplicaciones de GD (grupos electrógenos, turbinas de gas, pilas de combustibles, solar, eólica, mini-hidráulica y biomasa). En

función de estas características, es necesario desarrollar modelos que permitan representar de manera fidedigna el perfil de producción de las diversas tecnologías de GD.

En segundo lugar, es necesario revisar cómo se ha estudiado en la literatura la problemática del impacto de la GD en pérdidas e inversiones. Partiendo de este análisis, se desarrolla una metodología de estudio que permite aportar conocimiento en esta área. También se desarrolla un conjunto de escenarios que permite analizar la mayor cantidad de situaciones que se pueden presentar en la realidad. Lo que se pretende con esto es que las conclusiones de este estudio sean, en la medida de lo posible, extrapolables al conjunto de situaciones que se pueden presentar en la realidad.

Para conseguir el segundo objetivo, es necesario en primer lugar, identificar los aspectos que influyen en la integración de la GD y revisar cómo se tratan éstos en el ámbito internacional. En segundo lugar, es necesario analizar en detalle cada uno de los problemas y en función de este análisis proponer mejoras en la regulación encaminadas a una mejor integración de la GD.

3. Estructura de la tesis

La presente tesis está dividida en siete capítulos en los cuales se describe el trabajo desarrollado así como los resultados de los estudios llevados a cabo. Asimismo, se incluye la bibliografía y cuatro anexos en los cuales se recoge información complementaria como modelado, algoritmos y resultados.

En la primera parte del capítulo 2, se revisa el concepto de Generación Distribuida (GD) y se establece la definición de GD que será utilizada a lo largo de esta tesis. Asimismo, se revisa el estado del arte de las diversas tecnologías disponibles para aplicaciones de GD. Este capítulo se completa con un análisis de cómo puede afectar, desde un punto de vista técnico, la conexión de GD al sistema eléctrico y a las redes de distribución en particular.

El capítulo 3 está dedicado a la evaluación del impacto de la GD en pérdidas. En primer lugar, se revisa el estado del arte del estudio de este impacto. En segundo lugar, se desarrolla una metodología con el objeto de contribuir en la evaluación del impacto de la GD en pérdidas. Asimismo, se presenta un resumen del modelado de las diferentes variables (perfil de producción de la GD, perfil de demanda y alimentadores). La descripción detallada de este modelado se presenta en el Anexo 1. Por último, en este capítulo se presentan e interpretan los resultados obtenidos en el estudio, describiendo la sensibilidad de las pérdidas a las diferentes variables estudiadas.

El capítulo 4 corresponde al estudio del impacto de la GD en inversiones. En primer lugar, se revisa el estado del arte del estudio de este impacto. En segundo lugar, se describe el estudio llevado a cabo para evaluar el impacto de la GD en inversiones. El estudio presentado en este capítulo pretende contribuir en la cuantificación del impacto de la GD en la prórroga de inversiones. Por último, en este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos, describiéndose el comportamiento del impacto en inversiones en función de cada una de las sensibilidades a las diferentes variables estudiadas.

Los capítulos 5 y 6 están dedicados a la regulación de la GD. En el capítulo 5 se describen los diferentes aspectos que se deben considerar para una correcta integración de la GD así como una revisión del tratamiento regulatorio que recibe la GD en el ámbito internacional. Los países cuya regulación se ha revisado son: Reino Unido, Dinamarca, Países Bajos, Portugal y España. La elección de estos países se hizo teniendo en cuenta el impulso que están dando dichos países a este tipo de generación.

En el capítulo 6 se estudia en detalle los diferentes aspectos que influyen en la integración de la GD tanto desde el punto de vista de la integración en las redes como desde el punto de vista de la integración en los mercados de energía. Asimismo, se analizan los impactos que puede producir la GD en la regulación de la distribución y cómo pueden afectar a la integración de la GD. A lo largo de este análisis, se presentan algunas propuestas con el objeto de mejorar la integración de la GD.

En el capítulo 7 se presentan las principales conclusiones extraídas en esta tesis así como las aportaciones originales. Además, se proponen futuras líneas de investigación para continuar profundizando en el tema objeto de esta tesis.

A continuación de estos capítulos, se recoge toda la bibliografía que ha servido de referencia en el desarrollo de esta tesis.

Por último, se presentan cuatro anexos con información complementaria. En el Anexo 1 se recoge el modelado detallado de las variables utilizadas en los estudios: perfil de producción de la GD, perfil de demanda y alimentadores.

En el Anexo 2, se presentan los diversos algoritmos de cálculo de pérdidas que se probaron en el capítulo 3 con el objeto de disminuir la carga computacional del estudio del impacto en pérdidas.

Finalmente, en los Anexos 3 y 4 se recogen resultados adicionales del estudio del impacto en pérdidas e inversiones que completan los presentados en los capítulos 3 y 4 respectivamente.

CAPÍTULO 2

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

1. Introducción

Tradicionalmente los sistemas de energía eléctrica han sido diseñados y operados siguiendo un esquema jerarquizado en el cual las grandes estaciones generadoras se encuentran en el nivel más alto. La energía generada por dichas estaciones es transportada a las proximidades de los grandes núcleos de consumo gracias a las líneas de transporte de muy alta tensión ($V > 145 \text{ kV}$). Esta energía es luego convertida a niveles de tensión de reparto ($36 \text{ kV} < V \leq 145 \text{ kV}$) para llevarla hasta las subestaciones de distribución desde donde es llevada hacia los centros de transformación en niveles de media tensión ($1 < V \leq 36 \text{ kV}$). Finalmente, la energía es transformada a baja tensión ($V \leq 1 \text{ kV}$) y distribuida a los clientes o usuarios finales.

En este esquema, la energía siempre fluye desde los niveles de tensión superiores hacia los niveles inferiores. En la Figura 1 se muestra un diagrama representativo de este esquema.

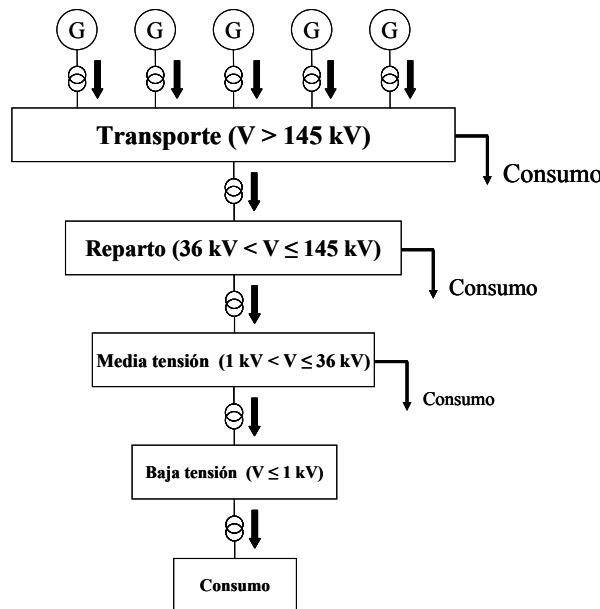


Figura 1. Esquema tradicional de los sistemas eléctricos.

El esquema tradicional presenta una serie de ventajas dentro de las cuales se pueden destacar las siguientes:

- **Eficiencia de las grandes plantas generadoras:** La eficiencia siempre está a favor de las grandes plantas generadoras. A menudo, se suele comparar la eficiencia de las actuales pequeñas plantas generadoras con la de grandes plantas que llevan funcionando incluso veinte o más años por lo que éstas últimas pierden en la comparativa de eficiencia. Sin embargo, si se compara la eficiencia de las actuales grandes plantas con la eficiencia de las actuales pequeñas plantas, el tamaño siempre favorece la eficiencia de las grandes plantas (Willis and Scott, 2000).
- **Utilización de las redes de transporte:** La existencia de redes de transporte de muy alta tensión de gran capacidad permiten transportar grandes cantidades de energía produciendo pocas pérdidas. Además, la interconexión de las

redes de transporte permite que los requerimientos de reserva del sistema disminuyan (Davis, 2000) y que, cuando existe un despacho centralizado, se puedan despachar siempre o casi siempre las plantas más económicas. Asimismo, las grandes plantas generadoras y las redes de transporte de gran capacidad proporcionan estabilidad al sistema (Wheat, 1999).

- **Diseño de las redes de distribución:** El esquema unidireccional de flujos de energía desde las subestaciones de distribución hacia los centros de transformación y centros de consumo, permite simplificar tanto el diseño como la operación de las redes de distribución.

Sin embargo, no todo son ventajas para este esquema. Algunas de las desventajas que se pueden mencionar son:

- **Distancia entre los centros de generación y consumo:** En este esquema, generalmente la distancia entre los centros de generación y consumo es muy grande. Esto hace que sea necesaria la existencia de grandes y caras redes de transporte. Además, cuanto mayor sea la distancia que se tiene que transportar la energía, mayores son las pérdidas que se producen en la red.
- **Contaminación medioambiental:** El esquema tradicional generalmente ha estado constituido por centrales generadoras de gran impacto medioambiental (centrales de carbón, fuel, nuclear, etc.). Esta tendencia va poco a poco revertiéndose con la introducción de tecnologías más respetuosas con el medioambiente como los ciclos combinados de gas.
- **Fiabilidad del sistema:** En un sistema jerárquico, si existen problemas estructurales de índole regulatorio o económico que imponen retrasos o impedimentos al desarrollo de las grandes centrales generadoras o de la red de transporte, el impacto del desarrollo inadecuado de estas instalaciones es enorme ya que afecta a todo el sistema. Cualquier problema en el desarrollo de uno de los elementos de las jerarquías más alta afecta a un gran número de elementos de las jerarquías más bajas.

Durante los últimos años se ha observado la aparición de un tipo de generación que por su propia naturaleza se instala principalmente en las redes de distribución. Este tipo de generación es conocida en la literatura como Generación Distribuida (GD). La GD constituye un nuevo reto para los sistemas eléctricos por cuanto altera el esquema tradicional utilizado, descrito anteriormente. La GD posibilita que la energía demandada por los consumidores se genere cerca de éstos e incluso en sus propias instalaciones.

Inicialmente las aplicaciones de GD surgieron en muchos casos para dar respuesta a problemas de continuidad del suministro en forma de generadores de respaldo o *backup*, especialmente para centros de consumo muy sensibles como por ejemplo los hospitales. En la actualidad son muchas las razones que están suscitando la aparición de cantidades ingentes de GD. Entre estas razones se pueden destacar:

- **Concienciación medioambiental:** Hoy en día, la sociedad está más concienciada del impacto medioambiental de muchas de sus actividades industriales, entre ellas la de generación de electricidad. Esto ha llevado a plantear la necesidad de utilizar tecnologías con menor impacto medioambiental como pueden ser las fuentes renovables (e.g. viento, sol, biomasa, etc.) o con una mayor eficiencia (e.g. cogeneración). En la mayoría de casos, por su natura-

leza, estas fuentes se encuentran distribuidas geográficamente por lo que su utilización constituye aplicaciones de generación distribuida.

- **Avances tecnológicos en sistemas de generación:** En los últimos años, los avances tecnológicos han permitido que tecnologías que hasta entonces estaban en etapa de investigación y desarrollo, alcancen o estén a punto de alcanzar la etapa comercial. Ejemplos de estas tecnologías son las pilas de combustible, la generación solar térmica de alta temperatura y las micro-turbinas de gas. Por sus características, estas tecnologías encajan perfectamente en las aplicaciones de GD lo cual amplía la gama de alternativas disponibles para dichas aplicaciones.
- **Diversificación de las fuentes de generación:** Debido a las crisis del petróleo que han tenido lugar en las últimas décadas y a las previsiones de agotamiento de este recurso en el medio o largo plazo, los gobiernos se han planteado la diversificación de sus fuentes de generación como una alternativa para paliar los efectos de la dependencia del petróleo. Esto ha llevado a la aparición de esquemas regulatorios que promueven tecnologías que utilizan otras fuentes primarias, abriendo las puertas a la GD.
- **Fiabilidad:** Cada vez existe un mayor número de clientes muy sensibles a la fiabilidad del suministro. Además, eventos como los cortes sistemáticos que tuvieron lugar en California durante los años 2000-2001 (debidos principalmente a razones regulatorias) junto a los recientes desarrollos tecnológicos anteriormente descritos, han dado un impulso importante a la GD. Es así como actividades en las cuales es crítica la continuidad del suministro (e.g. hospitales, aeropuertos, bancos, etc.) han recurrido a la GD para tratar de asegurar en todas las situaciones posibles el suministro de energía.

Desde el punto de vista técnico, la conexión de GD en las redes de distribución lleva asociada una problemática que afecta a diversos aspectos tales como pérdidas, inversiones, perfil de tensión, calidad del suministro, potencia de cortocircuito, seguridad del personal de mantenimiento, estabilidad y operación de las redes. Dicha problemática se presenta debido a la modificación que sufren los flujos de potencia en las redes como consecuencia de la producción de energía por parte de la GD. En años anteriores, en los que la cantidad de GD instalada en las redes no era muy significativa, esta problemática no recibía mucha atención por parte de las empresas distribuidoras. Sin embargo, debido al aumento de GD observado en los últimos años, las distribuidoras han comenzado a darle mayor importancia al estudio de estos problemas.

La existencia de GD en los sistemas eléctricos constituye un nuevo reto no sólo para los propios sistemas sino también para la comunidad científica. En este sentido, el presente capítulo pretende colaborar en la comprensión del concepto de Generación Distribuida, en la revisión del estado del arte de las tecnologías de GD y en la identificación de la problemática técnica asociada a la conexión de GD en las redes de distribución. En la sección 2 se revisan algunas de las diferentes definiciones de GD que se pueden encontrar en la literatura y se establece la definición que será utilizada a lo largo de esta tesis. En la sección 3, se estudia el estado del arte de las diversas tecnologías que pueden ser utilizadas en aplicaciones de GD, presentándose en la sección 4 la descripción de los diversos impactos técnicos que puede producir la conexión de GD. En los capítulos 3 y 4 de esta tesis se profundizará en el impacto sobre pérdidas e inversiones, dejando para los capítulos 5 y 6 los temas regulatorios.

2. Concepto de Generación Distribuida

En la actualidad no existe en la literatura una definición exacta y única de Generación Distribuida (GD). Diversos autores u organismos emplean definiciones similares aunque difieren en algunos aspectos. Algunas de las definiciones que se pueden encontrar en la literatura son las siguientes:

- **Willis & Scott (Willis and Scott, 2000):** Estos autores definen la GD como pequeños generadores (típicamente entre 15 kW y 10 MW) esparcidos en los sistemas eléctricos. Según dichos autores, estos generadores pueden estar conectados a las redes de distribución (en las instalaciones de la empresa distribuidora o en las instalaciones de los consumidores) o estar aislados de éstas. Asimismo, utilizan el concepto de *Generación Dispersa* para referirse a generadores muy pequeños, del tamaño necesario para alimentar consumos residenciales o pequeños negocios (típicamente entre 10 y 250 kW) y conectados en las instalaciones de los consumidores o aislados de las redes.
- **Jenkins et al. (Jenkins, et al., 2000):** Estos autores prefieren una definición amplia sin entrar a discutir detalles sobre el tamaño de los generadores, tensión de conexión, tecnología de generación, etc. Sin embargo, mencionan algunos atributos asociados generalmente a la GD:
 - No ser planificada centralmente.
 - No ser despachada o programada centralmente.
 - Normalmente con potencia menor a 50 ó 100 MW.
 - Usualmente conectada en las redes de distribución ($V \leq 145$ kV).
- **Ackermann et al. (Ackermann, et al., 2001):** Estos autores proponen una definición de GD atendiendo a una serie de aspectos: propósito de la GD, ubicación, capacidad o tamaño de la instalación, área de servicio, tecnología de generación, impacto medioambiental, modo de operación, propiedad y penetración de la GD. Únicamente los dos primeros aspectos son considerados relevantes por dichos autores proponiendo la siguiente definición: “*Generación Distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores*”.

La distinción entre red de distribución y red de transporte la dejan supeditada a lo establecido legalmente en cada país. Asimismo, proponen una clasificación de la GD en función de su tamaño:

- *Micro GD:* $1 \text{ W} < \text{potencia} < 5 \text{ kW}$.
- *Pequeña GD:* $5 \text{ kW} \leq \text{potencia} < 5 \text{ MW}$.
- *Mediana GD:* $5 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 50 \text{ MW}$.
- *Gran GD:* $50 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 300 \text{ MW}$.

- **DTI/Ofgem Distributed Generation Co-Ordinating Group (DTI/OFGEM Distributed Generation Co-Ordinating Group, 2002):** Este organismo define la GD como la generación de electricidad conectada a las redes de distribución en vez de a la red nacional de alta tensión. Esta definición es muy amplia ya que no hace distinción del tamaño o tipo de generador, el único elemento diferenciador de la generación tradicional es el hecho de estar conectada a la red de distribución.
- **International Energy Agency (International Energy Agency, 2002):** Este organismo hace referencia a la GD como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores o en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución.

Como se puede observar en las definiciones anteriores, casi la totalidad de autores coinciden en una característica fundamental de la GD: *estar conectada en las redes de distribución*. Las mayores discrepancias surgen en el tamaño o potencia de la GD aunque siempre se trata de generadores de menor tamaño que los generadores tradicionales.

Teniendo en cuenta esto, a efectos de la presente tesis, se adoptará la siguiente definición:

Generación Distribuida son todas aquellas fuentes de energía eléctrica conectadas en las redes de distribución, ya sea directamente a dichas redes o conectadas a éstas por medio de las instalaciones de los consumidores, pudiendo operar en este último caso en paralelo con la red o en forma aislada.

La definición adoptada es una definición amplia en la cual no se limita ni el tamaño ni las tecnologías de GD ya que se pretende que esta tesis sea, en la medida de lo posible, general, abarcando la mayoría de situaciones que pueden presentarse.

Si en el esquema tradicional de los sistemas eléctricos presentado en la Figura 1 se incluye la posibilidad de que exista GD, se obtiene el siguiente esquema:

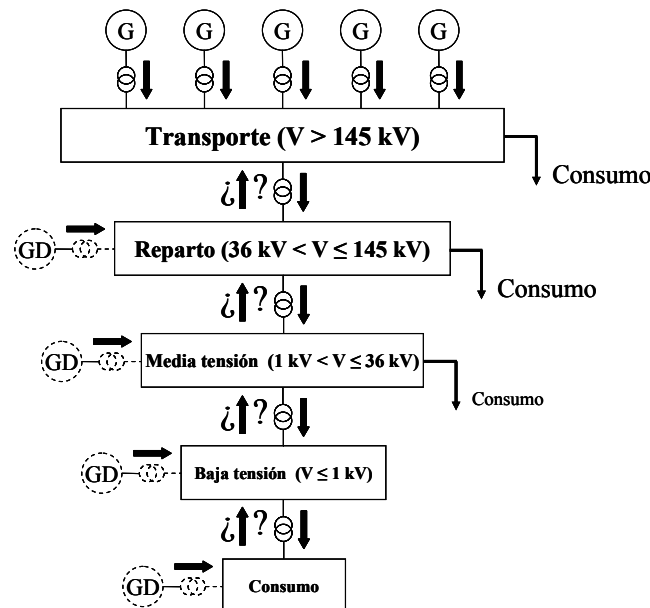


Figura 2. Esquema de los sistemas eléctricos incluyendo GD.

La Figura 2 muestra que la inyección de energía de la GD modifica el esquema tradicional de flujos unidireccionales. Esta modificación puede no sólo afectar al nivel de tensión en el que se conecta la GD sino también podría darse el caso que en horas de poca demanda y grandes cantidades de producción de la GD, se exporte energía hacia niveles superiores. Esto lleva implícito una serie de efectos tanto técnicos como económicos y regulatorios.

3. Tecnologías de Generación Distribuida

Antes de analizar los efectos técnicos y regulatorios asociados a la GD, es necesario revisar las características de las tecnologías de producción de energía eléctrica que encajan dentro de la definición de GD. Los avances tecnológicos que han tenido lugar en los últimos años han permitido que las opciones de tecnologías disponibles para aplicaciones de GD aumenten. Han surgido nuevas tecnologías como las pilas de combustible o las micro-turbinas y la reducción de costes también ha contribuido para que otras tecnologías puedan ser utilizadas en este tipo de aplicaciones.

Las principales tecnologías que se suelen emplear hoy en día en aplicaciones de GD son:

- Turbinas de gas.
- Turbinas de vapor.
- Ciclos combinados.
- Motores alternativos.
- Mini-hidráulica.
- Eólica.
- Solar (fotovoltaica y térmica).
- Pilas de combustible.

Si bien es cierto que las tres primeras tecnologías son también utilizadas en centrales convencionales, en aplicaciones de GD éstas son más pequeñas, están conectadas a las redes de distribución y además suelen tener asociado un proceso de cogeneración (la cogeneración es la combinación entre un proceso de generación de energía eléctrica y la generación de energía térmica). Este tipo de proceso consigue mejorar la eficiencia de los procesos separados de generación eléctrica y térmica lo que hace que sea muy valorado y apoyado por su menor impacto medioambiental. Otras tecnologías que también se utilizan en cogeneración son los motores alternativos y las pilas de combustible.

El interés del resto de tecnologías en aplicaciones de GD (mini-hidráulica, eólica y solar) radica en el hecho de que son renovables. Esto tiene otras implicaciones desde el punto de vista de control, predicción y dispersión de su producción: el recurso suele ser

aleatorio, difícilmente predecible y no suele encontrarse cerca de los centros de consumo.

En lo que resta de esta sección, se describen los detalles relevantes de cada una de las tecnologías disponibles para aplicaciones de GD. Para cada tecnología, se recogen en una tabla las características técnicas y económicas. Desde el punto de vista técnico, los aspectos favorables o desfavorables se destacan usando unos símbolos que tratan de representar un comportamiento muy malo, malo, normal, bueno o muy bueno. El significado de cada símbolo se presenta al pie de cada tabla.

Asimismo, en dicha tabla, se presentan las características de emisiones (CO_2 , NO_x , SO_2 y CO) utilizando unos símbolos que comparan las emisiones de cada tecnología con las emisiones de los ciclos combinados de gas. Estos símbolos tratan de representar un comportamiento mejor, igual o peor que esta tecnología (el significado de cada símbolo se presenta al pie de cada tabla). Se tomó como referencia a los ciclos combinados de gas ya que en la actualidad es la tecnología que tiene mayor aceptación dentro de las nuevas estaciones generadoras de gran tamaño.

Las valoraciones técnicas y económicas que se presentan se han obtenido principalmente de las siguientes referencias: (Jenkins, *et al.*, 2000; Marnay, *et al.*, 2000; ONSITE SYCOM Energy Corporation, 1999; Penche, 1998; The SolarPACES Program (Solar Power and Chemical Energy Systems), 2001; Willis and Scott, 2000). El análisis de emisiones se ha basado en (Greene and Hammerschalg, 2000) y (California Alliance for Distributed Energy Resources, 1999). Los valores de LEC¹ son de elaboración propia a partir de los datos de las fuentes anteriores y precios de combustibles en el mercado español en el año 2003.

3.1. Turbinas de gas

Las turbinas de gas han tenido un gran desarrollo en las últimas décadas debido principalmente a la industria aeronáutica. Gracias a los avances en eficiencia y fiabilidad esta tecnología constituye una excelente alternativa para aplicaciones de GD. Las principales características de esta tecnología se presentan en la Tabla 1.

El calor que producen las turbinas las hacen una excelente opción para aplicaciones de cogeneración. Las turbinas responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que poseen relativamente poca inercia. Estas características hacen que esta tecnología sea adecuada para alimentar localmente la demanda e incluso para trabajar en isla alimentado parte de la red de distribución. Puede ser despachada perfectamente y no presenta problemas de armónicos ni *flicker*.

Un inconveniente es que su eficiencia se ve más afectada en función del porcentaje de plena carga al que se encuentre operando en comparación con otras tecnologías como los motores alternativos. Con una carga del 50% de su carga nominal la eficiencia puede tener un valor del 75% de su eficiencia a plena carga. Su producción también depende de las condiciones ambientales a las que se encuentre operando (presión, temperatura y

¹ LEC: Levelized Energy Cost. Es el coste medio anual dividido por la producción de energía media anual prevista y se calcula teniendo en cuenta la vida útil del sistema. Es una medida que se suele utilizar para la comparación de diversas alternativas.

humedad). Por ejemplo, la potencia generada disminuye al aumentar la temperatura mientras que aumenta al aumentar la presión. También se requiere de personal cualificado para realizar los trabajos de reparación y mantenimiento. Producen menos ruido y vibración que los motores alternativos pero producen un ruido típico de las turbinas que es difícil de amortiguar sin afectar la eficiencia de la turbina.

Tabla 1. Características y propiedades de las turbinas de gas.

Turbinas				
Característica		Aspectos favorables		
Combustible:	Gas natural y Diesel	Cogeneración	***	
Tamaño (MW):	> 1 MW	Despacho	***	
Eficiencia (PCI) %:	25-40%	Func. en isla	***	
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	545-700 ●	Seg. demanda	***
	NO _x	1,8-5 ●	Servicios comp.	***
	SO ₂	0,14-0,18 ○	<i>black start</i>	***
	CO	0,5-4,5 ○	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***	
Tiempo arranque:	10 min-1 h	<i>flicker</i>	***	
Superficie (m ² /kW):	0,003-0,01	Comentarios: Su eficiencia depende mucho del punto de operación y de factores ambientales como la presión y temperatura. Produce ruido característico de las turbinas. Es una tecnología madura.		
Coste Inversión (€/kW):	350-950			
O&M (cent/kWh):	0,3 – 0,5			
LEC (cent/kWh) ⁱ :	6,4 (4,3-9,8)			
LEC (pts/kWh) ⁱ :	10,7 (7,1-16,3)			

i: PCI (Poder Calorífico Inferior): Energía calorífica desprendida en la combustión sin incluir el calor de condensación del vapor de agua generado en la combustión y que se arroja a la atmósfera por el conducto de evacuación de gases.

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|---|---|
| <p>● : Peor que un ciclo combinado de gas</p> <p>○ : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas</p> <p>○ : Mejor que un ciclo combinado de gas</p> | <p>*** : Muy buena</p> <p>** : Buena</p> <p>◆ : Normal</p> <p>◆◆ : Malo</p> <p>◆◆◆ : Muy malo</p> |
|---|---|

En los últimos años, han surgido en el mercado de GD otra clase de turbinas denominadas micro-turbinas, teniendo buena aceptación en consumidores comerciales o industriales. Este tipo de turbinas debido a su tamaño, a diferencia de las turbinas convencionales, emplean álabes muy pequeños por lo que su velocidad de rotación puede alcanzar las 120.000 rpm. Esta característica hace necesaria la utilización de electrónica de potencia para acondicionar su generación a las características de la red. Las principales características de las micro-turbinas se muestran en la Tabla 2.

Las micro-turbinas son muy compactas, fáciles de instalar y no necesitan mucho mantenimiento lo que las hace atractivas en aplicaciones comerciales e industriales. Las micro-turbinas pueden arrancar independientemente de la red (*black start*) si se les provee de baterías. Además, estas baterías pueden ayudar a suministrar energía ante cambios bruscos de la demanda ya que su conexión a la red es por medio de inversores. Debido a que incorporan un recuperador de calor de los gases de escape, sus aplicaciones en cogeneración son limitadas. Sin embargo, se pueden aplicar en casos en los que se necesite agua caliente o vapor a baja presión.

Tabla 2. Características y propiedades de la tecnología de micro-turbinas.

Micro-turbinas				
Característica		Aspectos Favorables		
Combustible:	gas natural, propano y Diesel	Cogeneración	**	
Tamaño (MW):	20-500 kW	Despacho	***	
Eficiencia (PCI) %:	20-30	Func. en isla	***	
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	590-800 ●	Seg. demanda	***
	NO _x	0,09-0,64 ○	Servicios comp.	**
	SO ₂	despreciable ○	<i>black start</i>	***
	CO	0,14-0,82 ○	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	◆◆ ⁱ	
Tiempo arranque (s):	60	<i>flicker</i>	◆	
Superficie (m ² /kW):	0,025-0,065	Comentarios: Esta tecnología tiene poca eficiencia y todavía se encuentra en desarrollo.		
Coste Inversión (€/kW):	700-1.000			
O&M (cent/kWh):	0,5 – 1			
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :	8,6 (6,0-12,5)			
LEC (pts/kWh) ⁱⁱ :	14,3 (10,0-20,7)			

i: Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

● : Peor que un ciclo combinado de gas

○ : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas

○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

*** : Muy buena

** : Buena

◆ : Normal

◆◆ : Malo

◆◆◆ : Muy malo

La utilización de electrónica de potencia en las micro-turbinas puede presentar algunos inconvenientes dependiendo del tipo de inversor que utilice. Si el inversor es del tipo PWM (*Pulse Width Modulation*) auto conmutado y utiliza IGBT (*Insolated Gate Bipolar Transistor*), GTO (*Gate Turn-off Thyristor*) o IGCT (*Integrated Gate Commutated Thyristor*) entonces no presenta prácticamente inconvenientes. Estos inversores se pueden configurar para obtener mejores prestaciones que los anteriores inversores que empleaban tiristores (Jóos, *et al.*, 2000). Este tipo de inversores permiten controlar el ángulo de la corriente y el factor de potencia por lo que se puede producir tensión alterna con una determinada amplitud y fase. En principio, con este tipo de inversores se puede operar prácticamente a cualquier factor de potencia y suministrar potencia reactiva. Además, si los inversores trabajan a frecuencias superiores a 1 kHz, los armónicos producidos a la frecuencia de red son muy pequeños. Todo lo anterior no es válido si se utilizan inversores basados en tiristores y conmutados por red.

La producción de las micro-turbinas puede ser programada sin problemas y pueden funcionar en isla. Su principal inconveniente es su menor eficiencia comparada con las de otras tecnologías de GD no renovable.

3.2. Turbinas de vapor

En esta tecnología, el combustible se usa para producir calor el cual se emplea para generar vapor. Este vapor es utilizado en las turbinas para producir electricidad. Esta tecnología se puede utilizar con una gran variedad de combustibles entre los que se en-

cuentran el gas natural, Diesel, los residuos sólidos urbanos y los recursos de biomasa (residuos agrícolas o cultivos energéticos para la generación de electricidad).

Esta tecnología típica de centrales convencionales tiene su justificación en GD en aplicaciones de cogeneración (cuando se utilizan combustibles fósiles) o como generación renovable (cuando se utiliza biomasa).

En el caso de la biomasa, ésta se puede obtener principalmente de residuos forestales o agrícolas y de cultivos energéticos. Los residuos forestales o agrícolas se obtienen como un subproducto de otras actividades como las podas de olivos o viñedos, paja de cereales como el trigo y la cebada, procesos de transformación de la madera, residuos de la industria aceitera, limpieza de montes, etc. Los cultivos energéticos son cultivos dedicados exclusivamente a la producción de biomasa con el fin de generar electricidad. Se utilizan especies de gran potencial energético y de rápido crecimiento como el cardo y el eucalipto.

Las características principales de esta tecnología para el caso de utilización de biomasa como combustible son:

Tabla 3. Características y propiedades de la tecnología de turbinas de vapor con combustible de biomasa.

Turbinas de vapor			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Biomasa (también pueden utilizarse gas natural, Diesel, R.S.U., etc.)	Cogeneración	***
Tamaño (MW):	> 5	Despacho	***
Eficiencia %:	20-30	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh) ⁱ :	CO ₂ 0-1.000 ●	Seg. demanda	***
	NO _x 0,15-3 ●	Servicios comp.	***
	SO ₂ menor de 0.15 ●	<i>black start</i>	***
	CO 1-4 ●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90	Armónicos	***
Superficie (m ² /kW):		<i>flicker</i>	***
Coste Inversión (€/kW):	1.500-3.000	Comentarios: Es una tecnología de generación madura.	
O&M (cent/kWh):	0,8-1		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :	9,1 (6,9-12,0)		
LEC (pts/kWh) ⁱⁱ :	15,2 (11,5-20,0)		

i: El comportamiento de las emisiones depende del tipo de combustible que se utilice. Los valores presentados en la tabla corresponden a la utilización de biomasa. Si se utiliza biomasa renovable, las emisiones de CO₂ se pueden considerar nulas ya que en este caso el CO₂ que se emite al quemarla es el que ha absorbido durante su crecimiento.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|---|---|
| <p>● : Peor que un ciclo combinado de gas</p> <p>○ : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas</p> <p>○ : Mejor que un ciclo combinado de gas</p> | <p>*** : Muy buena</p> <p>** : Buena</p> <p>◆ : Normal</p> <p>◆◆ : Malo</p> <p>◆◆◆ : Muy malo</p> |
|---|---|

Esta tecnología presentan similares características de las grandes estaciones generadoras. No presentan problemas de armónicos ni *flicker* y puede ser perfectamente programada. Sus características técnicas les permiten operar en isla.

Si se utiliza biomasa como combustible, tiene el inconveniente de que se necesitan grandes extensiones de terreno para obtener suficiente biomasa y que el empleo de monocultivos puede llevar al deterioro del terreno.

3.3. Ciclos combinados

Los ciclos combinados integran una o varias turbinas con un ciclo de vapor de agua. El calor recuperado de las turbinas es utilizado dentro del ciclo de vapor, consiguiendo altos niveles de eficiencia. En la actualidad, esta tecnología únicamente se utiliza en GD para aplicaciones de cogeneración de dimensión grande gracias a su eficiencia y a su bajo coste de instalación y generación.

Las principales características de esta tecnología son:

Ciclos combinados			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Principalmente gas natural.	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	> 20	Despacho	***
Eficiencia %:	40-60	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh) ⁱ :	CO ₂	320-400	Seg. demanda
	NO _x	0,05-0,40	Servicios comp.
	SO ₂	despreciable	<i>black start</i>
	CO	0,02-0,45	Aspectos Desfavorables
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***
Superficie (m ² /kW):		<i>flicker</i>	***
Coste Inversión (€/kW):	350-700	Comentarios: Es una tecnología de generación madura.	
O&M (cent/kWh):	0,2-0,5		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :	4,7 (2,9-6,4)		
LEC (pts/kWh) ⁱⁱ :	7,8 (4,8-10,6)		

i: No se ha incorporado los símbolos de emisiones ya que esta tecnología es la que se ha considerado como la referencia para comparar las otras tecnologías.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

***: Muy buena

** : Buena

◆ : Normal

◆◆ : Malo

◆◆◆ : Muy malo

Esta tecnología presentan similares características de las grandes estaciones generadoras. No presentan problemas de armónicos ni *flicker* y puede ser perfectamente programada. Sus características técnicas les permiten operar en isla.

3.4. Motores alternativos

Esta tecnología es la más popular y la que más desarrollada se encuentra ya que se ha implementado desde hace muchos años como sistemas de emergencia en hospitales, industrias, etc. Las principales características de estos equipos se presentan en la Tabla 4.

Esta tecnología ha sido desarrollada inicialmente como sistemas de emergencia autónomos por lo que tiene algunas prestaciones similares a las grandes estaciones. Los

motores alternativos pueden reponer el servicio aunque falte el suministro de la red (*black start*), responder rápidamente a cambios bruscos en el consumo por lo que pueden seguir la variación en la demanda. Su producción se puede despachar y pueden funcionar en isla alimentando la demanda local e incluso, con la debida coordinación, pueden alimentar parte de la red de distribución. Los modelos actuales no presentan problemas de armónicos ni de *flicker*. Además, pueden prestar otros servicios como regulación de tensión y reserva rodante. Su potencial de cogeneración es bajo pero pueden ser usados en aplicaciones en las que se requiera aire caliente para secar productos. Su eficiencia, aunque no sea muy alta, tiene la ventaja de ser muy estable consiguiendo, por ejemplo a una carga parcial del 50% de carga nominal una eficiencia del 85-90% del valor de la eficiencia a plena carga.

Su principal desventaja son las emisiones y el ruido que producen ya que esto puede suponer restricciones a su operación en ciertos emplazamientos.

Tabla 4. Características y propiedades de los motores alternativos.

Motores alternativos				
Característica		Aspectos Favorables		
Combustible:	Diesel, Gas natural y fuel oil	Cogeneración	**	
Tamaño (MW):	0,05-5	Despacho	***	
Eficiencia (PCI) ⁱ %:	30-45	Func. en isla	***	
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	590-800 ●	Seg. demanda	***
	NO _x	4,5-18,6 ●	Servicios comp.	***
	SO ₂	0,18-1,36 ●	<i>black start</i>	***
	CO	0,18-4 ○	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-95	Armónicos	**	
Tiempo arranque (s):	10	<i>Flicker</i>	**	
Superficie (m ² /kW):	0,003-0,03	Comentarios: Este tipo de tecnología tiene niveles altos de emisiones y de ruido. Es una tecnología madura.		
Coste Inversión (€/kW):	350-550			
O&M (cent/kWh):	1-1,5			
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :	10,3 (4,7-19,1)			
LEC (pts/kWh) ⁱⁱ :	17,1 (7,7-31,8)			

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | | | |
|---|---|-----|-------------|
| ● | : Peor que un ciclo combinado de gas | *** | : Muy buena |
| ○ | : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas | ** | : Buena |
| ○ | : Mejor que un ciclo combinado de gas | ◆ | : Normal |
| | | ◆◆ | : Malo |
| | | ◆◆◆ | : Muy malo |

3.5. Mini-hidráulica

La tecnología mini-hidráulica convierte la energía potencial de una masa de agua en energía eléctrica. El caudal de agua se emplea para mover los álabes de la turbina produciendo que el eje gire y opere al generador. La energía eléctrica que se obtiene es proporcional al caudal y a la diferencia de altura entre los puntos por lo que fluye el agua. Esta diferencia de alturas se conoce como salto.

Las principales características de la tecnología mini-hidráulica se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5. Características y propiedades de la tecnología mini-hidráulica.

Mini-hidráulica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	Agua	Cogeneración	◆◆◆
Tamaño (MW):	0,1-10	Despacho	◆◆
Eficiencia %:	75-90	Func. en isla	◆◆◆
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂ 0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO _x 0 ○	Servicios comp.	◆◆◆
	SO ₂ 0 ○	<i>black start</i>	◆ ⁱ
	CO 0 ○	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.500-3.500	Armónicos	◆
Superficie (m ² /kW) ⁱⁱ :	1-1000	<i>flicker</i>	◆
Coste Inversión (€/kW):	1.500-4.000	Comentarios: Su posibilidad de crecimiento es muy limitada ya que la mayoría de saltos ya están siendo utilizados. Es una tecnología madura.	
O&M (cent/kWh):	0,8-1,9		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱⁱ :	8,7 (4,0-15,5)		
LEC (pts/kWh) ⁱⁱⁱ :	14,5 (6,7-25,8)		

i: Depende de que exista el recurso hidráulico en ese momento.

ii: Incluye el área de toda la instalación. Fuente: (Eberhard, *et al.*, 2000).

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|---|-----------------|
| ● : Peor que un ciclo combinado de gas | *** : Muy buena |
| ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas | ** : Buena |
| ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas | ◆ : Normal |
| | ◆◆ : Malo |
| | ◆◆◆ : Muy malo |

Muchas de las aplicaciones de esta tecnología son del tipo fluyente por lo que su producción no puede ser despachada y puede representar limitaciones a la hora de responder a cambios bruscos de demanda. En la mayoría de casos emplean generadores síncronos por lo que en principio no habría problemas de potencia reactiva ni de armónicos.

3.6. Eólica

Esta tecnología ha tenido un crecimiento espectacular en los últimos años impulsado por los avances tecnológicos y los incentivos gubernamentales a las energías renovables. El potencial de energía eólica es muy grande ya que aproximadamente entre 1-2% de los 10¹⁷ W que el sol irradia a la tierra son transformados en energía eólica (Danish Wind Industry Association, 2001). Es una tecnología muy limpia en el sentido que no produce ningún tipo de emisiones durante su operación aunque no está exenta de impactos ambientales como ruido, peligro para las aves o impacto visual sobre el paisaje.

La función de un aerogenerador es convertir parte de la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica de rotación. Esta energía mecánica de rotación es la encargada de operar un generador y producir electricidad. Los generadores eléctricos que se emplean en los aerogeneradores pueden ser síncronos, asíncronos o de corriente continua.

Los generadores síncronos no se suelen emplear en aerogeneradores debido a que necesitan operar a velocidad constante lo cual es muy difícil de lograr debido a las variaciones del viento. Algunos sistemas de velocidad variable en combinación con multiplicadores inteligentes pueden permitir el empleo de generadores síncronos pero su coste y la complejidad de su control minimizan su utilización.

Los generadores asíncronos o de inducción necesitan estar conectados a una fuente externa que les proporcione potencia reactiva para magnetizar su núcleo. Se pueden usar condensadores para proporcionar la corriente de magnetización que requieren pero lo mejor es que la mayor parte de esta corriente provenga de la red para permitir que el generador se sincronice con la misma. Un generador asíncrono representa una carga reactiva para la red pero una fuente de potencia activa. El generador asíncrono se puede emplear como motor en el arranque para que el aerogenerador alcance la velocidad de operación.

En los últimos años, están teniendo una gran aceptación los aerogeneradores con generadores asíncronos doblemente alimentados. Este tipo de generadores reciben este nombre ya que tanto el estator como el rotor están alimentados. El primero normalmente conectado directamente a la red y el segundo a través de un convertidor CA-CC.

La utilización de un convertidor para alimentar al rotor permite desacoplarlo de la frecuencia de la red lo cual posibilita que el generador pueda operar a velocidad variable. La parte del convertidor conectada al rotor tiene la capacidad de controlar el torque electromagnético de éste y por lo tanto optimizar en cada momento su velocidad rotacional y obtener la mayor energía posible para una determinada velocidad del viento. Además, proporciona la energía reactiva que requiere el rotor. La parte del convertidor conectada a la red proporciona soporte de energía reactiva de cara a la red. Estas características (mayor energía activa y compensación de energía reactiva) hacen que en la actualidad la mayoría de aerogeneradores nuevos lleven este tipo de generador.

Otro tipo de generadores utilizados en aerogeneradores son los de corriente continua. Con estos generadores es necesario usar electrónica de potencia para acondicionar su generación a las características de la red. Esto permite tener un mejor control sobre la tensión y el factor de potencia pero son más caros que los generadores asíncronos.

Otro posible esquema que se puede emplear es el de generar corriente alterna a frecuencia variable y luego usar un convertidor para acondicionarla a la red. Este esquema permite que el rotor gire más rápidamente durante ráfagas de viento y aprovechar ese exceso de energía. El inconveniente es que se requieren esquemas de control más sofisticados con el consecuente coste.

La tecnología de generación eólica se puede clasificar según su tamaño en dos categorías: eólicos y mini-eólicos. Los primeros son los que se emplean en los parques eólicos y son los que han tenido gran auge gracias a las políticas de incentivos a la generación renovable. Las principales características de estos aerogeneradores se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 6. Características y propiedades de la tecnología eólica.

Eólica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	viento	Cogeneración	◆◆◆
Tamaño (MW) ⁱ :	> 5	Despacho	◆◆◆
Eficiencia %:	15-30	Func. en isla	◆◆◆
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂ 0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO _x 0 ○	Servicios comp.	◆◆
	SO ₂ 0 ○	<i>black start</i>	◆◆◆
	CO 0 ○	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	◆◆
Superficie de barrido (m ² /kW):	1,9-2,6	<i>flicker</i>	◆◆
Superficie (m ² /kW) ⁱⁱ :	60-330	Comentarios: Las nuevas tecnologías de generación eólica tratan de minimizar algunos de los aspectos desfavorables. Esta tecnología ha alcanzado un nivel de madurez importante pero todavía se puede desarrollar más.	
Coste Inversión (€/kW):	750-1.500		
O&M (cent/kWh):	1,5-2		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱⁱ :	5,8 (3,6-8,5)		
LEC (pts/kWh) ⁱⁱⁱ :	9,6 (6,0-14,2)		

i: El tamaño se refiere a parques eólicos y no a aerogeneradores individuales.

ii: Incluye el área de toda la instalación. Fuente: (Eberhard, *et al.*, 2000).

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ● : Peor que un ciclo combinado de gas ○ (gris) : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas ○ (blanco) : Mejor que un ciclo combinado de gas | <ul style="list-style-type: none"> *** : Muy buena ** : Buena ◆ : Normal ◆◆ : Malo ◆◆◆ : Muy malo |
|--|--|

Su principal inconveniente es que su generación fluctúa demasiado como consecuencia de la aleatoriedad del viento. Esto puede llevar a que constantemente se violen los umbrales mínimos o máximos de velocidad del viento y provoque la desconexión del aerogenerador. Cuando un generador asíncrono se vuelve a conectar a la red demanda una gran corriente de magnetización que puede llegar a provocar caídas de tensión importantes en la red. Los aerogeneradores modernos permiten un acoplamiento suave a la red por medio de electrónica de potencia minimizando dicho problema.

La aleatoriedad del viento también provoca fluctuaciones en la energía que inyecta el aerogenerador a la red lo que puede ocasionar problemas de *flicker*. Otra consecuencia de la variación del viento es que no permite despachar la producción de los aerogeneradores. El funcionamiento en isla estaría limitado a la combinación con otra tecnología como por ejemplo motores alternativos.

Otro inconveniente es que los lugares con mayor potencial eólico se encuentran por lo general alejados de las redes eléctricas y por lo tanto su conexión puede representar un coste considerable. Las instalaciones eólicas suelen agrupar varios aerogeneradores llegando a alcanzar tamaños considerables de incluso varias decenas de MW.

Los aerogeneradores mini-eólicos presentan las mismas características y propiedades de los aerogeneradores de mayor tamaño y se diferencian principalmente de estos en su tamaño y precio. Este tipo de aerogeneradores no se suelen agrupar en grandes parques y encuentran su mayor uso en aplicaciones aisladas. Sus principales características se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 7. Características y propiedades de la tecnología mini-eólica.

Mini-eólica			
Característica			Aspectos Favorables
Energía primaria:	viento		Cogeneración ◆◆◆
Tamaño (kW) ⁱ :	10-200		Despacho ◆◆◆
Eficiencia %:	15-30		Func. en isla ◆◆◆
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	0 ○	Seg. demanda ◆◆◆
	NO _x	0 ○	Servicios comp. ◆◆
	SO ₂	0 ○	<i>black start</i> ◆◆◆
	CO	0 ○	Aspectos Desfavorables
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500		Armónicos ◆◆
Superficie de barrido (m ² /kW):	2,8-3,9		<i>flicker</i> ◆◆
Superficie (m ² /kW) ⁱⁱ :	60-330		
Coste Inversión (€/kW):	1.000-2.500		
O&M (cent/kWh):	1,5-2		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱⁱ :	8,0 (4,4-12,5)		
LEC (pts/kWh) ⁱⁱⁱ :	13,3 (7,3-20,8)		

i: En este caso, el tamaño se refiere a un aerogenerador individual que es el caso típico de esta tecnología.

ii: Incluye el área de toda la instalación. Fuente: (Eberhard, *et al.*, 2000).

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

●	: Peor que un ciclo combinado de gas	***	: Muy buena
●	: Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas	**	: Buena
○	: Mejor que un ciclo combinado de gas	◆	: Normal
		◆◆	: Malo
		◆◆◆	: Muy malo

Sus características de funcionamiento son similares a las descritas anteriormente para el caso de los aerogeneradores de mayor tamaño.

3.7. Solar

Existen dos categorías principales para la generación de electricidad a partir de la energía solar: solar fotovoltaica y solar térmica.

3.7.1. Solar fotovoltaica.

La tecnología solar fotovoltaica convierte directamente la energía contenida en la luz solar en electricidad. Esta conversión tiene lugar debido al efecto fotovoltaico de los materiales semiconductores. Este efecto consiste en la liberación de electrones cuando un fotón (partícula de energía contenida en la luz solar) alcanza el material semiconductor. Parte de la energía contenida en el fotón es absorbida por el material semiconductor y provoca la liberación de un electrón. En presencia de un campo eléctrico los electrones liberados se mueven en una determinada dirección dando origen a una corriente continua. Las principales características de la tecnología solar fotovoltaica son:

Tabla 8. Características y propiedades de la tecnología solar fotovoltaica.

Solar Fotovoltaica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	radiación solar	Cogeneración	◆◆◆
Tamaño (kW):	1-500	Despacho	◆◆◆
Eficiencia %:	10-20	Func. en isla	◆◆◆
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂ 0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO _x 0 ○	Servicios comp.	◆◆◆
	SO ₂ 0 ○	<i>black start</i>	◆◆◆
	CO 0 ○	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	1.100-1.500	Armónicos	◆◆
Superficie (m ² /kW):	7,5-20	<i>flicker</i>	◆◆
Coste Inversión (€/kW):	5.000-7.000	Comentarios: Algunos de estos aspectos se pueden mejorar si se combinan con sistemas de almacenamiento. Es una tecnología todavía en desarrollo.	
O&M (€/año):	40-50		
LEC (cent/kWh) ¹ :	37,4 (26,9-51,7)		
LEC (pts/kWh) ¹ :	62,2 (44,8-86,0)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ● : Peor que un ciclo combinado de gas ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas | <ul style="list-style-type: none"> *** : Muy buena ** : Buena ◆ : Normal ◆◆ : Malo ◆◆◆ : Muy malo |
|--|--|

Esta tecnología no permite su utilización en cogeneración. Puede presentar problemas de *flicker* debido a que las nubes pueden hacer variar la radiación solar que alcanza a los paneles. Dependiendo del tipo de inversor que utilice, puede presentar problemas de armónicos. No se puede despachar y no es posible generar electricidad durante las horas de la noche a menos que se utilice un sistema de almacenamiento y además tiene un coste elevado. Otra de las críticas que ha recibido esta tecnología es el consumo de energía que requiere la fabricación de paneles fotovoltaicos. Sin embargo, se ha demostrado que el EPBT² está entre los 3 y 5 años e incluso puede alcanzar valores mínimos de hasta un año (Johnson, *et al.*, 1997).

La razón por la cual se fomenta esta tecnología es debido a que no tiene ninguna emisión durante la producción de electricidad, no produce ruido y se está investigando mucho para bajar sus costes y hacerla más competitiva.

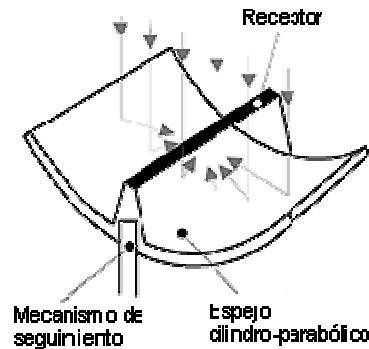
3.7.2. Solar térmica.

Esta tecnología todavía está en fase de experimentación pero constituye una alternativa interesante. El concepto básico de esta tecnología es que el calor conseguido por la concentración de radiación solar es usado para calentar un fluido y luego producir vapor apto para su empleo en una turbina de vapor convencional. Generalmente, los fluidos que se emplean son sales fundidas ya que permiten una mayor temperatura de operación. Existen principalmente tres esquemas de generación de electricidad con la tecnología solar térmica:

² EPBT: *Energy Payback Time*. Es el tiempo necesario para que un producto genere una cantidad de energía equivalente a la energía consumida para producirlo.

- **Colectores cilindro-parabólicos:** En este esquema se emplean espejos cilindro-parabólicos para concentrar la radiación solar en un tubo localizado a lo largo del foco del colector. El tubo contiene el fluido a calentar y puede llegar a alcanzar temperaturas cercanas a los 400°C. En la Figura 3 se puede ver un esquema de este tipo de colectores.

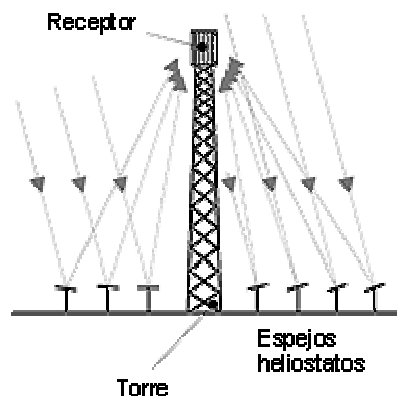
El fluido que se calienta es llevado a los intercambiadores de calor para producir vapor y operar una turbina. A estos sistemas se les provee de un mecanismo de movimiento que permite el seguimiento del sol para mejorar la eficiencia. Este movimiento puede ser en un sólo eje (vertical u horizontal) o en ambos.



Fuente: Solar Power and Chemical Energy Systems. <http://www.solarpaces.org>

Figura 3. Esquema de planta solar térmica de colectores cilindro-parabólicos.

- **Torre central:** En este esquema se emplea una gran cantidad de espejos planos, conocidos como heliostatos, para concentrar la radiación solar en un receptor central localizado en la parte superior de una torre. El número de espejos que se emplean suelen ser cientos o incluso miles. El tamaño de los espejos tiende a ser grande para minimizar el número de mecanismos de direccionamiento y seguimiento de la radiación solar. En la Figura 4 se muestra un esquema de este sistema.



Fuente: Solar Power and Chemical Energy Systems. <http://www.solarpaces.org>

Figura 4. Esquema de planta solar térmica de torre central.

Para el almacenamiento del fluido se emplean dos tanques: uno "frío" y otro "caliente". En el tanque "frío" el fluido se encuentra a unos 300°C y se bombea al receptor central donde alcanza una temperatura de unos 560°C. De

ahí se bombea al tanque "caliente" donde es almacenado para su posterior utilización en la producción de vapor. En la Figura 5 se muestra un esquema general de una planta solar térmica de torre central.

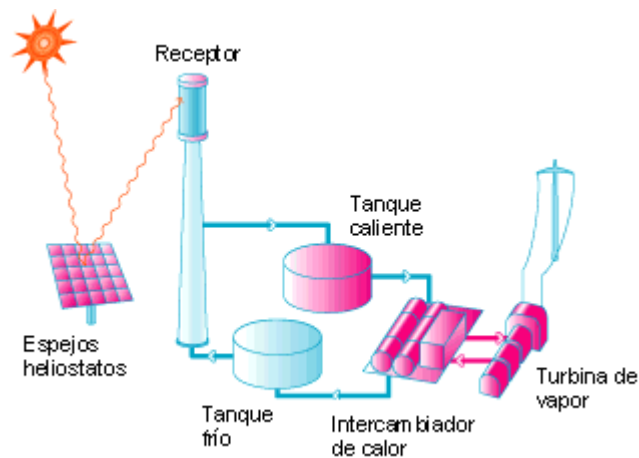
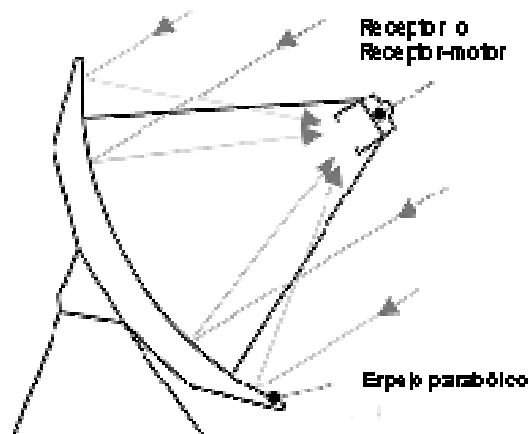


Figura 5. Esquema general de una planta solar térmica de torre central.

Los actuales diseños permiten un almacenamiento entre unas 3 a 13 horas, alcanzando una disponibilidad anual de hasta un 65%.

- **Discos parabólicos:** En este esquema se emplean espejos de forma de discos parabólicos para concentrar la radiación solar en un receptor colocado en el foco del espejo. El fluido en el receptor se calienta a unos 750°C y se puede emplear para producir vapor o, si se trata de un gas, se puede utilizar directamente en un motor tipo *Stirling* localizado en el receptor. En la Figura 6 se muestra un esquema de este sistema.



Fuente: Solar Power and Chemical Energy Systems. <http://www.solarpaces.org>

Figura 6. Esquema de discos parabólicos.

El motor tipo *Stirling* es similar en su funcionamiento a un motor de combustión interna de dos tiempos pero la diferencia fundamental es que la fuente de calor es externa. El sistema de discos parabólicos es el que mayor concentración de radiación solar alcanza debido a su sección parabólica en dos dimensiones. Esto permite alcanzar mayores temperaturas de operación y por lo tanto mayor eficiencia.

Las principales características de la tecnología solar térmica se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Características y propiedades de la tecnología solar térmica.

Solar Térmica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	radiación solar	Cogeneración	◆◆
Tamaño (MW):	5-100	Despacho	* *
Eficiencia %:	10-20	Func. en isla	* *
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂ 0 ○	Seg. Demanda	* *
	NO _x 0 ○	Servicios comp.	* *
	SO ₂ 0 ○	<i>black start</i>	◆
	CO 0 ○	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	* *
Superficie (m ² /kW):	7,5-15	<i>flicker</i>	* *
Coste Inversión (€/kW):	2.500-3.800	Comentarios: Es una tecnología todavía en fase de experimentación. Requiere grandes extensiones de terreno para instalar los espejos.	
O&M (cent/kWh):	2		
LEC (cent/kWh) ¹ :	13,2 (9,6-17,7)		
LEC (pts/kWh) ¹ :	22,0 (16,0-29,5)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ● : Peor que un ciclo combinado de gas ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas | <ul style="list-style-type: none"> * * * : Muy buena * * : Buena ◆ : Normal ◆◆ : Malo ◆◆◆ : Muy malo |
|--|---|

Esta tecnología con el adecuado almacenamiento puede ser despachada. Debido a que el vapor producido se utiliza para mover una turbina de vapor convencional, no presenta perturbaciones en la red y se puede operar en isla.

Sus principales inconvenientes son que todavía está en fase de experimentación, su precio es elevado, requiere grandes cantidades de agua y grandes extensiones de terreno para la ubicación de los espejos.

3.8. Pilas de combustible

Las pilas de combustible son el nuevo paradigma de la generación distribuida. Aunque su concepto se conoce desde que en 1839 Sir William Grove construyó la primera pila de combustible, no fue hasta en 1960 que la NASA se interesó en su aplicación para su programa espacial (Scott, 1993).

Aunque actualmente su presencia sea completamente marginal, esta tecnología se ha incluido en la lista de aplicaciones de GD debido a que se espera un gran desarrollo en el futuro.

Las pilas de combustible generan electricidad combinando electroquímicamente hidrógeno y oxígeno. Una pila de combustible está compuesta por dos electrodos (ánodo y cátodo) separados por un electrólito. Por un electrodo (ánodo) circula hidrógeno y por el otro (cátodo) oxígeno. Cuando el hidrógeno se ioniza pierde un electrón lo cual

provoca que el hidrógeno viaje hacia el cátodo a través del electrólito mientras que el electrón lo hace por medio de un material conductor. Este proceso genera corriente continua del ánodo al cátodo, agua (H_2O) y calor. No existe combustión ni elementos en movimiento sino que todo el proceso tiene lugar a nivel molecular. Esto hace que la tecnología de las pilas de combustibles sea la más eficiente, limpia y silenciosa de todas las tecnologías no renovables disponibles para GD.

La tensión y corriente que produce una única pila de combustible son muy pequeñas por lo que es necesario agruparlas para obtener valores utilizables en generación distribuida. Una pila de combustible comercial puede estar compuesta de cientos de pilas individuales.

El combustible básico que emplean las pilas de combustible es el hidrógeno. El hidrógeno se puede obtener de una diversidad de combustibles fósiles o incluso del agua. Para obtener hidrógeno del agua son necesarios procesos complejos como los termoquímicos, la fotólisis o la electrólisis. En la actualidad la opción viable es la obtención del hidrógeno de combustibles fósiles aunque no se descarta que en un futuro se puedan emplear comercialmente las otras técnicas antes mencionadas. Si se extrae hidrógeno del agua utilizando energías como el viento o el sol, la generación de electricidad con pilas de combustible se podría considerar como renovable.

Para poder extraer el hidrógeno de los combustibles fósiles es necesario la utilización de un dispositivo conocido como reformador o procesador de combustible. Este dispositivo es un convertidor catalítico que separa químicamente el hidrógeno de los otros elementos que se encuentran en los combustibles fósiles. Usualmente se emplean catalíticos como Ni o Cu-Zr. Generalmente este dispositivo es externo a la pila de combustible aunque existen modelos que integran el procesador de combustible en la misma pila. En estos modelos el catalítico de la pila (electrólito) se combina con el catalítico del procesador de combustible lo cual permite que el combustible fósil pueda ser alimentado directamente a la pila. El diseño y mantenimiento de este tipo de pilas de combustible es más complicado ya que se debe buscar una combinación eficiente entre los dos catalíticos. Además, la pila tiene que ser capaz de auto eliminar los desechos del proceso de separación del hidrógeno.

Un aspecto importante en el diseño de pilas de combustible es la presión a la que se encuentra operando. Al aumentar la presión aumenta la cantidad de hidrógeno y oxígeno en la pila lo cual hace que una misma pila produzca más energía. Además, la presión ayuda a que la temperatura aumente por lo que mejora la eficiencia. Esto obliga a que el diseño sea más complicado y que aumenten las necesidades de mantenimiento.

Existen cinco tipos de pilas de combustible cuya diferencia fundamental es el electrólito que emplean. Estos tipos de pilas de combustible son:

- AFC (*Alkaline Fuel Cells*)
- PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cells*)
- PAFC (*Phosphoric Acid Fuel Cells*)
- MCFC (*Molten Carbonate Fuel Cells*)
- SOFC (*Solid Oxide Fuel Cells*)

Las AFCs fueron las utilizadas por la NASA en su programa espacial y tienen el inconveniente de utilizar hidrógeno y oxígeno puro lo que las hace ser muy caras. Su

temperatura de trabajo es relativamente baja (85°C). Este tipo de pilas no tiene prácticamente utilización en aplicaciones de GD.

Las PEMFCs usan como electrólito un polímero sólido y su temperatura de operación ronda los 120°C. Su principal utilización es en aplicaciones de vehículos o transporte aunque se están probando algunos modelos para emplear como GD.

La tecnología más desarrollada de pilas de combustible son las PAFCs y ya se encuentran muchas operando comercialmente. Usan ácido fosfórico como electrólito y su temperatura interna es de 175-225°C por lo que pueden ser empleadas en cogeneración para el calentamiento de agua.

Las MCFCs tienen como electrólito carbonato fundido y su temperatura interna de operación es de 600-750°C. Esto las hace apropiada para aplicaciones de cogeneración o en ciclo combinado. Su mayor temperatura de trabajo permite obtener mejores eficiencias pero esto tiene su inconveniente ya que necesita mucho tiempo para llegar a su temperatura de trabajo.

Las SOFCs emplean como electrólito un material cerámico duro. Este tipo de pilas de combustible son las que operan a mayor temperatura (1000°C). Producen una cantidad considerable de calor lo que las hace adecuadas para cogeneración o trabajar en ciclo combinado. Se prevé que este tipo de pilas de combustible tengan una gran participación en el mercado de aplicaciones estacionarias de potencia.

Las características de arranque de las pilas de combustibles obligan a que en aplicaciones de emergencia se encuentren funcionando en vacío o con poca carga y que las que trabajan a altas temperaturas no sean muy rápidas ante cambios bruscos de la demanda. También hay que tener en cuenta que si se utilizan reformadores o procesadores de combustible se introduce más retardo en la respuesta debido al tiempo necesario para que el reformador extraiga el hidrógeno del combustible primario.

Debido a que las pilas de combustibles producen corriente continua, es necesario emplear electrónica de potencia para poder alimentar cargas en corriente alterna. Por esta razón, las explicaciones referentes a los inversores dadas anteriormente para el caso de las micro-turbinas también son aplicables a las pilas de combustible.

El principal inconveniente de las pilas de combustibles es su alto coste inicial aunque esto se puede ver compensado con su mayor eficiencia.

Las principales características de las pilas de combustible se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10. Características y propiedades de la tecnología de pilas de combustible.

Pilas de Combustible				
Característica		Aspectos Favorables		
Combustible:	hidrógeno, gas natural, propano	Cogeneración	*** ⁱ	
Tamaño (MW):	20 kW-2 MW	Despacho	***	
Eficiencia (PCI) %:	30-50	Func. en isla	**	
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	360-630 ●	Seg. demanda	**
	NO _x	< a 0,023 ○	Servicios comp.	◆◆
	SO ₂	0 ○	<i>black start</i>	◆◆
	CO	0.005-0.055 ●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	superior al 95	Armónicos	◆◆ ⁱⁱ	
Tiempo arranque:	3-48 h	<i>flicker</i>	◆	
Superficie (m ² /kW):	0,06-0,11	Comentarios: Es la más limpia, silenciosa y eficiente de todas las tecnologías de GD no renovable. Es una tecnología en desarrollo.		
Coste Inversión (€/kW):	1.600-3.500			
O&M (cent/kWh):	1,5-2			
LEC (cent/kWh) ⁱⁱⁱ :	8,5 (6,0-12,1)			
LEC (pts/kWh) ⁱⁱⁱ :	14,2 (10,0-20,1)			

i: Depende del tipo de pila de combustible.

ii: Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

●	: Peor que un ciclo combinado de gas	***	: Muy buena
●	: Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas	**	: Buena
○	: Mejor que un ciclo combinado de gas	◆	: Normal
		◆◆	: Malo
		◆◆◆	: Muy malo

3.9. Resumen de las características de las tecnologías de GD

En la actualidad, existen diversas tecnologías que pueden ser empleadas en aplicaciones de GD, entre las cuales están: turbinas de gas, turbinas de vapor, ciclos combinados, motores alternativos, mini-hidráulica, eólica, solar (fotovoltaica y térmica) y pilas de combustible.

En la Tabla 11 se presenta un resumen de las prestaciones de todas las tecnologías de GD presentadas en los apartados anteriores. En la Tabla 12 se presenta un resumen de las tecnologías de GD y sus características.

Tabla 11. Comparación de las diversas tecnologías de GD y sus prestaciones.

Prestaciones Tecnología	Cogene- ración	Despacho	Func. en Isla	Seguimiento de la de- manda	Serv. comp.	black start	Armónicos	flicker
Turbinas de gas	***	***	***	***	***	***	***	***
Micro-turbinas	*	***	***	***	*	***	◆◆ ⁱⁱⁱ	◆
Turbinas de vapor	**	***	***	***	***	***	***	***
Ciclos combina- dos	**	***	***	***	***	***	***	***
Motores alterna- tivos	**	***	***	***	***	***	**	**
Mini-hidráulica	◆◆◆	◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆ ⁱ	◆	◆
Eólica	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆	◆◆◆	◆◆	◆◆
Mini-eólica	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆	◆◆◆	◆◆	◆◆
Solar Fotovoltaica	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆◆	◆◆	◆◆
Solar Térmica	◆◆	**	**	**	**	◆	**	**
Pilas de combus- tible	*** ⁱⁱ	***	**	**	◆◆	◆◆	◆◆ ⁱⁱⁱ	◆

i: Depende de que exista el recurso hidráulico en ese momento.

ii: Depende del tipo de pila de combustible.

iii: Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

*** : Muy buena

** : Buena

◆ : Normal

◆◆ : Malo

◆◆◆ : Muy malo

Tabla 12. Tabla comparativa de las diferentes tecnologías de GD y sus características.

Característica	Combustible	Tamaño (MW)	Efic. (PCI) (%)	Emisiones (kg/MWh)				Disponibilidad (%)	Tiempo de arranque (s)	Coste de Inversión (€/kW)	O&M (cent/kWh)	LEC (cent/kWh)	LEC (Pis/kWh)	Promedio (cent/kWh)
				CO ₂	NO _x	SO ₂	CO							
Tecnología														
Turbinas de gas	gas natural y Diesel	>1	25-40	545-700	1,8-5	0,14-0,18	0,5-4,5	90-98	600-3.600	350-950	0,3-0,5	4,3-9,8	7,1-16,3	6,4
Micro-turbinas	gas natural, propano y Diesel.	0,02-0,5	20-30	590-800	0,09-0,64	despre- ciable	0,14-0,82	90-98	60	700-1.000	0,5-1	6,0-12,5	10,0-20,7	8,6
Turbinas de vapor ⁱ	gas natural, Diesel, biomasa , etc.	> 1	20-30	0-1.000	0,15-3	menor de 0,15	1-4	90	-	1.500-3.000	0,8-1	6,9-12,0	11,5-20,0	9,1
Cielos combinado	principalmente gas natural	> 20	40-60	320-400	0,05-0,4	despre- ciable	0,02-0,45	90-98	600-3600	350-700	0,2-0,5	2,9-6,4	4,8-10,6	4,7
Motores alternativos	Diesel, gas natural y fuel oil	0,05-5	30-45	590-800	4,5-18,6	0,18-1,36	0,18-4	90-95	10	350-550	1-1,5	4,7-19,1	7,7-31,8	10,3
Mimi- hidráulica	agua	0,1-10	75-90	0	0	0	0	2.500-3.500 h _{requi}	-	1.500-4.000	0,8-1,9	4,0-15,5	6,7-25,8	8,7
Eólica	viento	0,2-1,5	15-30	0	0	0	0	2.000-2.500 h _{requi}	-	750-1.500	1,5-2	3,6-8,5	6,0-14,2	5,8
Mini-eólica	viento	0,01-0,2	15-30	0	0	0	0	2.000-2.500 h _{requi}	-	1.000-2.500	1,5-2	4,4-12,5	7,3-20,8	8,0
Solar Fotovoltaica	radiación solar	0,001-0,5	10-20	0	0	0	0	1.100-1.500 h _{requi}	-	5.000-7.000 anuales	40-50 €	26,9-51,7	44,8-86,0	37,4
Solar Térmica	radiación solar	5-100	10-20	0	0	0	0	2.000-2.500 h _{requi}	-	2.500-3.800	2	9,6-17,7	16,0-29,5	13,2
Pilas de combustible	hidrógeno, gas natural, propano	0,02-2	30-50	360-630	menor a 0,023	0	0,005-0,055	superior al 95%	3-48 h	1.600-3.500	1,5-2	6,9-14,1	11,5-23,5	10,0

i. Se ha considerado que el combustible es biomasa.

ii. h_{requi} = horas equivalentes: número de horas anuales de funcionamiento a plena potencia que debería estar funcionando una instalación para obtener la energía que se produce al año.

● : Peor que un ciclo combinado de gas

○ : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas

○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

3.10. Perfiles típicos de producción

Cada una de las tecnologías descritas anteriormente presentan perfiles de producción distintos en función de sus características técnicas, de la disponibilidad del recurso o del proceso industrial en el cual están inmersas. Los distintos perfiles de producción provocarán distintos impactos en las redes. Por tanto, a la hora de estudiar los posibles impactos de la GD, es necesario modelar adecuadamente el perfil de producción de cada tecnología.

En los estudios que se presentarán en capítulos posteriores, los perfiles de producción de estas tecnologías han sido agrupados en las siguientes categorías:

- Cogeneración.
- Eólica.
- Fotovoltaica.
- Generación de base.

La categoría correspondiente a la cogeneración corresponde a aquellas tecnologías que suelen ser utilizadas en este tipo de aplicaciones: turbinas de gas, turbinas de vapor, ciclos combinados y motores alternativos. Esta categoría se ha dividido a su vez en subcategorías debido a la peculiaridad de las plantas cogeneradoras en España: únicamente pueden inyectar a la red la energía eléctrica excedentaria, es decir, tienen que consumir parte de su producción eléctrica. Esto condiciona el perfil de inyección de energía de este tipo de plantas, pudiéndose incluso presentar perfiles totalmente opuestos debido al proceso industrial asociado a cada planta cogeneradora.

El perfil más habitual es el de una planta cogeneradora que produce principalmente durante las horas laborables y disminuye mucho su producción durante las horas de noche, fines de semana y festivos. Este perfil se denominará en el resto de esta tesis como *cogeneración tipo 1*. Otro perfil menos habitual pero relevante es el perfil opuesto: menor producción durante las horas laborables que en el resto de horas. Este perfil es fruto de una producción eléctrica constante asociada a una demanda eléctrica industrial típica. Este perfil se denominará en el resto de esta tesis como *cogeneración tipo 2*.

Otro tipo de perfil no exclusivo de la cogeneración es un perfil de producción constante. En esta categoría (denominada *generación de base*), en esta tesis, se incluye tanto cogeneradores con una demanda asociada constante como otras tecnologías cuya producción no se ve interferida por ningún proceso industrial asociado ni por la disponibilidad del recurso (e.g. turbinas de gas, turbinas de vapor, ciclos combinados, motores alternativos, pilas de combustible y micro-turbinas que no se utilicen en aplicaciones de cogeneración y solar térmica con almacenamiento).

En la Figura 7 se ha representado un perfil típico de cogeneración tipo 1 (parte superior de la figura) y otro de cogeneración tipo 2 (parte inferior de la figura). Ambos perfiles recogen una semana de funcionamiento (de martes a lunes) en donde se identifica perfectamente las horas de día con producción mayor en el primer caso y las horas nocturnas y fines de semana en el segundo caso.

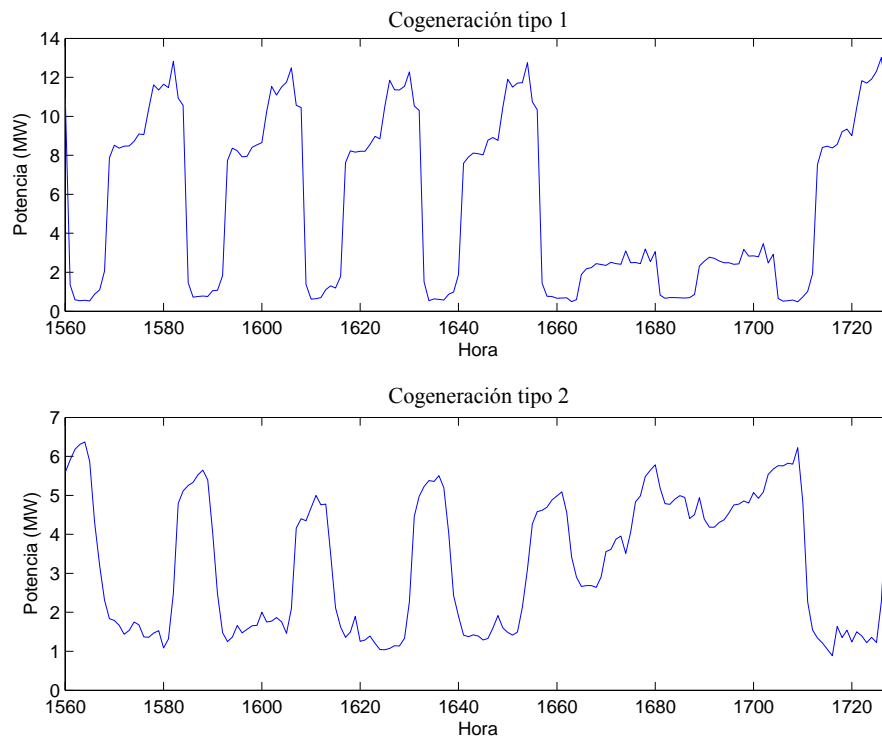


Figura 7. Comparación entre el perfil de producción de dos plantas cogeneradoras en España.

En el caso de las tecnologías cuya producción depende de la disponibilidad del recurso primario (e.g. eólica y fotovoltaica) es necesario un modelado específico para tener en cuenta todas sus peculiaridades. Por esta razón, se ha creado una categoría para cada una de estas tecnologías.

En la Figura 8 se presenta un perfil de producción típico de estas tecnologías durante un período de 168 horas. En esta figura se puede ver que la tecnología eólica no presentan ningún patrón en su perfil de producción. Este comportamiento es debido a la aleatoriedad que presenta el viento. En el caso de la tecnología solar fotovoltaica, se observa un patrón diario aunque presenta variaciones debido al efecto que producen las nubes en la radiación que llega a los paneles fotovoltaicos.

El modelado detallado que se ha utilizado para representar cada una de estas categorías en los estudios técnicos que se presentarán en capítulos posteriores, se describe en el Anexo 1.

Estas categorías no recoge toda la variedad de los perfiles de producción que se pueden encontrar en la realidad. Sin embargo, sí es suficientemente representativo para los estudios que se quieren realizar ya que representan un gran porcentaje de lo que hay actualmente instalado, al menos en España. Otros perfiles, además de menos usuales, son más complicados de modelar ya que no siguen un patrón determinado (e.g. mini-hidráulica fluyente).

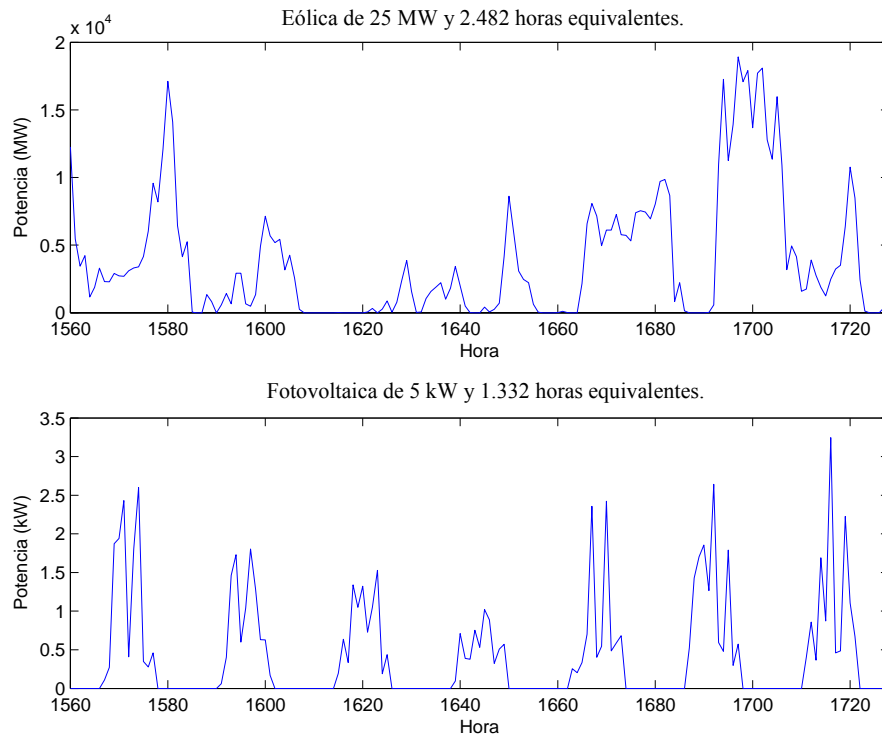


Figura 8. Perfil de producción de una instalación eólica y una fotovoltaica.

4. Impacto técnico de la GD

En la sección anterior, se han revisado las características de las diversas tecnologías, sus costes y sus perfiles típicos de producción para entender mejor su comportamiento. En esta sección se revisa el impacto técnico que puede producir la conexión de la GD sobre los sistemas eléctricos, y más concretamente, en las redes de distribución.

La conexión de fuentes de energía (GD) en las redes de distribución altera el comportamiento del sistema jerárquico descrito en la introducción de este capítulo. La inyección de energía en los niveles de distribución produce diversos efectos o impactos a nivel técnico. En general, las redes de distribución han sido planificadas y diseñadas siguiendo un esquema radial, sin tener en cuenta la posibilidad de conexión de fuentes de energía. Este esquema considera que los flujos de potencia son unidireccionales, es decir, que siempre van desde la subestación hacia los consumidores.

Los impactos que produce la GD se deben principalmente a la modificación que sufren los flujos de potencia. Dicha modificación puede afectar no sólo la magnitud sino también la dirección de los flujos. Los principales aspectos en los que puede impactar la conexión de GD son los siguientes: pérdidas, inversiones, perfil de tensión, calidad del suministro, potencia de cortocircuito, seguridad del personal de mantenimiento, estabilidad y operación de las redes. A continuación se presenta una breve descripción de cómo impacta la GD en estos aspectos.

Pérdidas

Como se ha mencionado anteriormente, la producción de energía de la GD en las redes de distribución modifica los flujos que circulan por éstas y por ende las pérdidas. Esta modificación se debe en primer lugar al suministro de demanda local y en segundo lugar a la inyección de energía en la red. En el primer caso, si la GD suministra demanda localmente, la energía que tiene que suministrar el alimentador disminuye lo cual modifica los flujos. La energía que genera la GD en las redes de distribución es una energía que no tiene que ser transportada desde niveles superiores o desde la subestación de distribución, por lo que se puede intuir que la GD puede producir una disminución de las pérdidas.

En el segundo caso, la inyección de energía en un nuevo punto de la red obligatoriamente modifica los flujos del alimentador y por ende las pérdidas. En este caso, puede llegarse a situaciones en las cuales la unidireccionalidad de las redes radiales se vea comprometida. Con niveles bajos de penetración de la GD probablemente no se presente este problema, sin embargo, si se alcanzan niveles elevados de penetración de la GD, los flujos pueden invertirse pudiendo llegar a producir mayores pérdidas que cuando no existe GD.

El estudio detallado del impacto de la GD en las pérdidas se presenta en el capítulo 3.

Inversiones

El impacto de la GD en las inversiones se puede clasificar en dos categorías generales: impacto en redes existentes e impacto en el diseño de nuevas redes. Los impactos en cada una de estas categorías son los siguientes:

- a) ***Redes existentes***: En las redes actuales, la conexión de fuentes de generación puede dar origen a las siguientes situaciones:
 - *Necesidad de refuerzos de red para acomodar la GD*: Esta situación se presenta en el momento de la conexión de la GD debido a que en algunos casos, la inyección de energía en la red de distribución puede hacer necesario reforzar la red para acomodar la producción de energía de la GD. Esto se debe a que generalmente las redes de distribución se diseñan sin tener en cuenta la posibilidad de que se conecte GD por lo que cualquier modificación del diseño original puede ocasionar nuevas inversiones.
 - *Modificación de las inversiones futuras*: Esta situación se presenta ya que una vez instalada la GD, el hecho de que ésta suministre demanda localmente puede permitir instalar nuevos consumidores sin necesidad de reforzar el alimentador. Esto se traduce en que la GD puede llegar a ser una alternativa para cubrir el crecimiento de la demanda en lugar de reforzar la red.
- b) ***Diseño de nuevas redes***: El impacto de la GD en esta categoría se refiere a la inclusión de la GD en el proceso de planificación de las redes como una variable de decisión más. Si la GD se incluye en dicho proceso, se modificará el diseño de las redes de distribución y por consiguiente las inversiones. Por ejemplo, la inclusión de la GD puede requerir un diseño que incluya dispositivos de monitorización o comunicación que antes no eran necesarios. Asimismo, la consideración de la GD obliga a la distribuidora a modificar la operación de sus redes, requiriendo nueva infraestructura.

El estudio detallado del impacto de la GD en las inversiones se presenta en el capítulo 4, en donde se analiza el impacto en las redes existentes.

Perfil de tensión

En un alimentador radial (como suelen ser la mayoría de alimentadores de distribución de media tensión), el perfil de tensión presenta un comportamiento monótono decreciente tal como se muestra en la Figura 9.

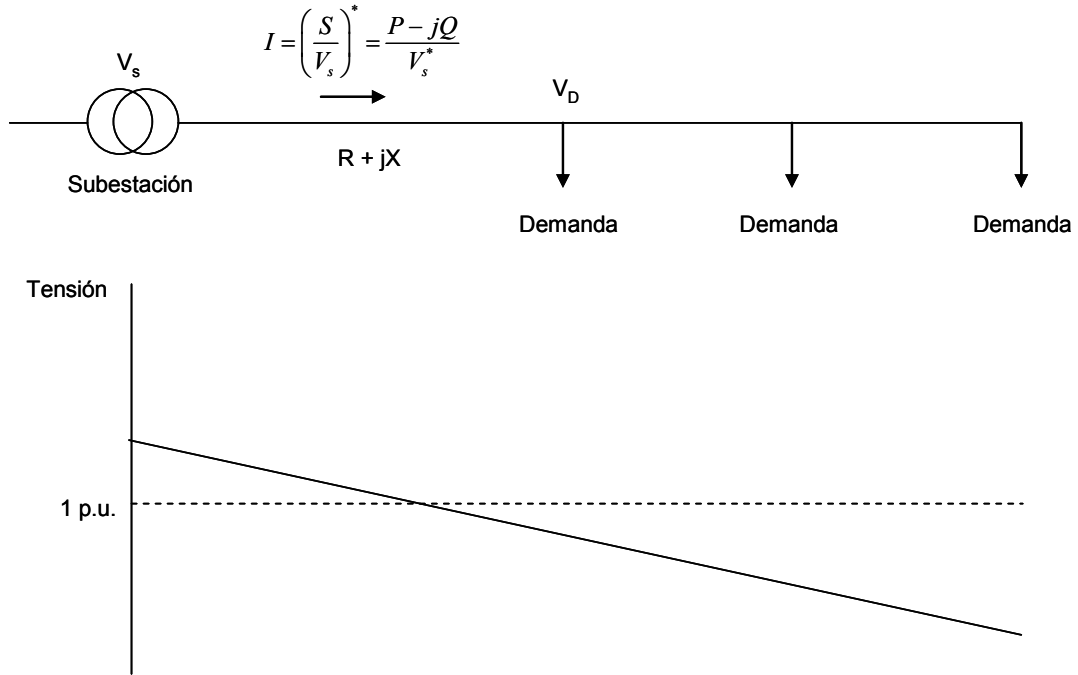


Figura 9. Perfil de tensión en un alimentador radial.

En dicha figura, la tensión en los nudos de demanda viene dado por:

$$V_D = V_s - I(R + jX) = V_s - \left(\frac{P - jQ}{V_s^*} \right) (R + jX) \quad (1)$$

Si se asume que la subestación es la referencia de la tensión entonces se tiene:

$$V_s = V_s \angle 0^\circ \Rightarrow V_s^* = V_s \quad (2)$$

Sustituyendo la ecuación (2) en la ecuación (1) se obtiene:

$$\begin{aligned} V_D &= V_s - \frac{1}{V_s} (P - jQ)(R + jX) \\ V_D &= V_s - \frac{1}{V_s} (RP + XQ) - j \frac{1}{V_s} (XP - RQ) \\ V_D &= V_s - \Delta V - j\delta V \end{aligned} \quad (3)$$

Lo cual lleva al diagrama fasorial de la Figura 10.

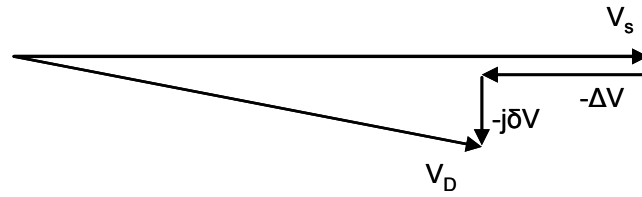


Figura 10. Diagrama fasorial de la tensión en un alimentador radial.

La ecuación (3) muestra que en el comportamiento de la tensión influyen tanto los flujos de energía activa (P) como los flujos de energía reactiva (Q). En las redes de transporte el efecto de la componente resistiva (R) se suele despreciar ya que la proporción X/R es muy grande (Arrillaga, *et al.*, 1983). Esto lleva a la siguiente simplificación:

$$\begin{aligned}\Delta V &\approx \frac{XQ}{V_s} \\ j\delta V &\approx \frac{XP}{V_s}\end{aligned}\tag{4}$$

Sin embargo, esta simplificación no se puede hacer en las redes de distribución ya que los valores de R y X pueden llegar a ser comparables o incluso en redes de baja tensión R puede ser mayor que X .

La producción de energía de la GD en las redes de distribución produce un incremento en el perfil de tensiones de la red (Conti, *et al.*, 2003). Este impacto se debe en primer lugar al suministro de demanda local y en segundo lugar a la inyección o consumo de energía en la red. En el primer caso, la disminución de la demanda de energía activa que suministra el alimentador produce que la caída de tensión sea menor que en el caso que no existe GD.

En el caso de inyectar energía a la red, el impacto depende del comportamiento de la energía que inyecta o consume la GD, pudiéndose presentar tres situaciones:

- a) Que la GD suministre energía activa y reactiva.
- b) Que la GD suministre energía activa y consuma energía reactiva.
- c) Que la GD suministre energía activa y no suministre ni consuma energía reactiva.

La inyección de energía activa produciría un aumento en el perfil de tensiones al igual que la inyección de energía reactiva. Sin embargo, el consumo de energía reactiva produciría que las tensiones se depriman. El aumento en el perfil de tensiones debido a la inyección de energía activa podría verse compensado con el decremento debido al consumo de energía reactiva pero esto llevaría consigo un aumento en las pérdidas del alimentador (a mayor flujo de energía mayores pérdidas).

La modificación de los flujos debida a la conexión de GD puede producir que el perfil monótono decreciente de las tensiones en las redes radiales no siga siendo válido. Esto puede producir que los esquemas de control de tensión implementados en el alimentador no operen adecuadamente, perjudicando las tensiones que reciben los consumidores. En casos de gran penetración de GD incluso no sólo la magnitud de los flujos se puede ver afectada sino también su dirección, con el consiguiente efecto sobre el perfil de tensiones. A esto se añade el hecho de que, en una misma subestación generalmente se encuentran conectados más de un alimentador por lo que cualquier

modificación de la tensión en las barras de la subestación afectará al resto de alimentadores conectados a ésta. Además, en estos otros alimentadores también puede existir GD, obligando a recurrir a esquemas de control de tensión complejos que tengan en cuenta todos estos factores. Los problemas asociados al efecto de la GD en el perfil de tensión puede llegar incluso a limitar la cantidad de GD que se puede instalar en un determinado alimentador (Liew and Strbac, 2002).

El hecho de que la GD pueda suministrar o consumir energía reactiva depende de la tecnología del generador (síncrono, asíncrono o inversores) y de las señales económicas que le incentiven en una u otra dirección (suministro o consumo de reactiva). En general, las distribuidoras suelen exigir que la GD opere a un factor de potencia cercano a la unidad (que no suministre ni consuma energía reactiva), despreciando la posibilidad de ayuda en el control de tensión que puede ejercer la GD.

En la actualidad, las distribuidoras y los entes reguladores están comenzando a tomar conciencia de este potencial y es así como empiezan a aparecer esquemas que incentiven a que la GD inyecte o consuma energía reactiva en función de las necesidades del alimentador. Para esto sería necesario una monitorización en tiempo real tanto de la situación del alimentador como de la GD. Sin embargo, se pueden implementar esquemas sencillos que contribuyan a la mejora del perfil de tensiones. Por ejemplo, en España se ha implementado un esquema que incentiva a que la GD suministre energía reactiva durante los períodos de mayor demanda (períodos con tensiones bajas) y que consuma energía reactiva en los períodos de menor demanda (períodos con tensiones altas).

Aunque todo lo dicho anteriormente es aplicable a todas las tecnologías de GD, existen diferencias en cuanto a la magnitud del impacto y la posibilidad de controlarlo. El primer aspecto a destacar es la capacidad de controlar la energía reactiva inyectada. En principio las tecnologías cuya producción se puede gestionar, dependiendo del tipo de generador (síncrono, asíncrono o inversores), pueden también gestionar la energía reactiva que inyectan.

Calidad del suministro

La calidad de suministro comprende tanto la continuidad del suministro como la calidad del producto. La GD puede afectar a la continuidad del suministro tanto positiva como negativamente.

El efecto es positivo (i.e. la GD mejora la continuidad), por ejemplo, si la GD se utiliza para suministrar energía cuando falta la red. De hecho, las primeras aplicaciones de la GD surgieron de la forma de generadores de emergencia en aquellas instalaciones en las que la continuidad del suministro es fundamental (hospitales, bancos, etc.).

El efecto positivo de la GD sobre la continuidad del suministro se produce principalmente de cara al consumidor si la GD se encuentra instalada en sus instalaciones y no tanto de cara a la red ya que las distribuidoras no suelen permitir la operación en isla de la GD.

El efecto sobre la continuidad es negativo (i.e. la GD empeora la continuidad), por ejemplo, cuando una falta interna se propaga a la red y produce que las protecciones de la red actúen, dejando sin suministro a una porción o a todo el alimentador. Asimismo, la conexión o desconexión brusca de GD puede desestabilizar la red, haciendo actuar las protecciones del alimentador.

La calidad del producto se refiere a las características de la onda de tensión suministrada y las perturbaciones que puede sufrir. Idealmente la onda de tensión debe ser senoidal con una determinada amplitud y frecuencia invariable y simétrica en sus fases. Cualquier alteración de estas características es considerada una perturbación. Para que la calidad de la onda se considere aceptable, las perturbaciones deben mantenerse dentro de límites tolerables. La GD añade complejidad al mantenimiento de la calidad del producto ya que es un elemento sensible y a la vez un posible perturbador. Los efectos de mayor relevancia que puede producir la GD son:

- **Huecos de tensión:** Se le llama hueco de tensión a la disminución brusca de la tensión, alcanzado valores inferiores al 90% del valor nominal y recuperándose después de un período corto. El origen de los huecos de tensión suelen ser faltas en las líneas, operación de los equipos de protección, etc.

La conexión de grandes cantidades de GD con generadores asíncronos (cuyo comportamiento durante la conexión es similar a las cargas) puede originar la aparición de huecos de tensión. Esquemas de conexión con electrónica de potencia pueden mitigar este tipo de problemas.

- **Perfil de tensiones:** Como se describió en el apartado anterior, la GD puede impactar en el perfil de tensiones del alimentador.
- **Forma de la onda:** La forma de la onda se puede ver afectada por la existencia de tensiones armónicas o interarmónicas. Las primeras, se refieren a las tensiones senoidales cuya frecuencia es múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación. Las segundas se refieren a las tensiones senoidales cuya frecuencia no es múltiplo entero de la frecuencia fundamental.

La GD cuya interfaz de conexión utiliza electrónica de potencia (inversores, convertidores CC-CA, etc.) es una fuente potencial de este tipo de perturbación.

- **Flicker o parpadeo:** este es una sensación visual de inestabilidad debida un estímulo luminoso en el cual la luminosidad fluctúa en el tiempo. Las fluctuaciones de tensión provocan variaciones de luminancia lo que produce este fenómeno de parpadeo. En el caso de la GD, las variaciones bruscas de su producción pueden dar lugar a este fenómeno. En la tecnología eólica, estas variaciones pueden deberse a variaciones del viento y en el caso de la generación fotovoltaica se pueden deber al efecto de las nubes.

Por supuesto, tal y como se vio en la revisión de las distintas tecnologías, el impacto sobre cada aspecto de la calidad depende del tipo de tecnología de GD. Por ejemplo, la conexión o desconexión de instalaciones eólicas puede producir huecos de tensión; las tecnologías que utilizan inversores (e.g. micro-turbinas, pilas de combustible, solar fotovoltaica y eólica) pueden introducir armónicos en la red y las instalaciones con variaciones bruscas de la producción (e.g. eólica y solar fotovoltaica) pueden producir *flicker*.

Potencia de cortocircuito

Cuando ocurre alguna falta en un alimentador, se origina una corriente cuya magnitud es varias veces superior a la corriente que circula normalmente. La magnitud de esta corriente depende de las características de la red como la impedancia y longitud de las

líneas, la ubicación de la falta (si la falta está ubicada en localidades próximas a la subestación la corriente de falta será mayor), las condiciones de la red antes de la falta (generadores conectados, flujos por la red, configuración de la red, etc.) y del tipo de falta (monofásica, trifásica, etc.) (Expósito, 2002).

El conocimiento de la corriente que puede circular durante una falta es vital para dimensionar los diversos dispositivos (protecciones, transformadores, etc.). Esta corriente es conocida como la corriente de cortocircuito y en condiciones equilibradas su valor viene determinado por el equivalente *Thevenin*, tal como se ve en la siguiente ecuación:

$$I_{falta} = \frac{V_{Thevenin}}{Z_{Thevenin}} \quad (5)$$

La conexión de un generador en la red disminuye la $Z_{thevenin}$ y por consiguiente aumenta la corriente de falta. Con el objeto de independizar el valor de la corriente de falta del valor de la tensión, ésta se suele expresar como una potencia de cortocircuito (P_{cc}) mediante la siguiente expresión:

$$P_{cc} = \sqrt{3}V_{nominal}I_{falta} \quad (6)$$

La contribución de un generador a la corriente de cortocircuito comprende un complejo fenómeno dinámico en el rotor y el estator del generador. Esta corriente está compuesta por dos componentes: una componente simétrica alterna que se amortigua hasta alcanzar el valor permanente y una componente asimétrica continua que se amortigua hasta anularse. El valor de estas componentes depende de las reactancias transitorias y subtransitoria del generador y de las constantes de tiempo. La primera componente puede alcanzar valores de hasta 5 veces la corriente nominal durante las primeras decenas de milisegundos, pudiendo llegar a estabilizarse en un valor de aproximadamente 3 veces la corriente nominal. El valor de la segunda componente depende del valor de la fuerza electromotriz en el instante en que ocurre la falta y se extingue en el orden de decenas o centenas de milisegundos.

La contribución de los generadores a la corriente de cortocircuito depende del tipo de generador (síncrono, asíncrono o inversores). Los generadores síncronos son capaces de aportar las dos componentes de corriente de cortocircuito. La consideración de la componente continua de la corriente de cortocircuito que suministra la GD de este tipo puede ser importante debido a que se suele considerar que la corriente de cortocircuito en las redes de distribución tiene muy poca componente continua debido a los sucesivos transformadores instalados entre la red de distribución y la red de transporte. Ejemplos de GD con este tipo de generadores son las plantas cogeneradoras, centrales solares térmicas, plantas mini-hidráulicas y centrales de biomasa. Esto puede obligar a sustituir o adecuar algunas de las protecciones existentes en la red.

En el caso de los generadores asíncronos, durante una falta trifásica no pueden contribuir a la corriente de cortocircuito permanente ya que la falta interrumpe el suministro de potencia reactiva que produce la excitación en el generador (Jenkins, *et al.*, 2000). Su contribución a la corriente de cortocircuito se extingue entre 100 y 200 milisegundos. Si la falta no es trifásica, un generador asíncrono puede contribuir permanentemente a la corriente de cortocircuito. Ejemplos de GD con este tipo de generadores son la eólica, mini-hidráulica y algunas plantas cogeneradoras.

En general, los generadores con interfaz que utiliza electrónica de potencia se pueden comportar de manera muy similar que los generadores asíncronos, es decir, únicamente

contribuyen transitoriamente a la corriente de cortocircuito (Jenkins, *et al.*, 2000). En algunos casos, pueden contribuir permanentemente si se diseñan con ese fin específico. El comportamiento exacto depende de los circuitos y sistemas de control implementados. Algunas tecnologías de GD como la solar fotovoltaica, eólica, pilas de combustible y micro-turbinas emplean este tipo de interfaz.

La GD, dependiendo del tipo de generador que utilice, puede aumentar la potencia de cortocircuito en las redes de distribución. Este efecto se suele considerar como negativo ya que puede hacer necesario la sustitución de algunos dispositivos para que puedan soportar la nueva potencia de cortocircuito. Sin embargo, paradójicamente, una potencia de cortocircuito elevada es beneficiosa debido a que es una medida de la robustez de un sistema y contribuye a inmunizarlo de algunas perturbaciones (huecos de tensión, *flicker*, etc.). Además, una potencia de cortocircuito grande permite detectar adecuadamente las faltas.

Protecciones

La importancia del efecto de la GD sobre las protecciones se debe al hecho de que las protecciones de la GD deben estar coordinadas adecuadamente con las protecciones existentes en las redes. La coordinación se refiere al hecho de establecer un orden de actuación de las diversas protecciones para asegurar el correcto funcionamiento del sistema. Por ejemplo, si una falta se origina en las instalaciones de la GD, las protecciones de ésta deben actuar antes que las protecciones de la red para que dicha falta no se propague a la red y no ocasione la interrupción del suministro a los consumidores.

Generalmente, los esquemas de protección de las redes de distribución radiales asumen un flujo de potencia desde la subestación hacia las demandas. La conexión de GD modifica este esquema y obliga a verificar la coordinación entre las protecciones de la GD y las protecciones de la red. Una inadecuada coordinación puede provocar actuaciones innecesarias con el consiguiente perjuicio tanto para la red como para el propietario de la GD.

Las protecciones propias de la GD son de dos tipos: protecciones ante faltas internas y protecciones contra funcionamiento en isla. Las primeras son un tema relativamente sencillo ya que los esquemas actuales de protección de motores suelen ser adecuados (Jenkins, *et al.*, 2000). Generalmente, la corriente que fluye desde la red es utilizada para detectar la falta. En redes rurales o poco robustas es necesario asegurar que existe suficiente potencia de cortocircuito para detectar la falta.

La necesidad del segundo tipo de protecciones surge por razones técnicas o regulatorias ya que, en general, el funcionamiento en isla de la GD no está permitido. Debido a esto es necesario dotar a la GD de una protección que evite esta situación, existiendo diversas técnicas que se suelen utilizar: *rate-of-change of frequency*, *voltage vector shift*, *reverse VAr detection*, *intertripping*, etc. (Ecconnect, 2001).

El funcionamiento en isla permitiría que la GD alimente una parte del alimentador en caso de una falla en la red. El análisis de la posibilidad de funcionamiento en isla es complejo ya que incluye temas técnicos y regulatorios. Desde el punto de vista técnico, requiere una serie de características técnicas de la GD, por ejemplo, control frecuencia-potencia y suministro de energía reactiva. Desde el punto de vista regulatorio, la distribuidora es la responsable de suministrar la energía a sus clientes en las condiciones adecuadas por lo que se plantea el problema de responsabilidad en caso de incumpli-

miento de las condiciones adecuadas del suministro. Asimismo, se plantea el problema de remuneración de la GD para que esté incentivada a funcionar en isla.

Seguridad del personal de mantenimiento

La posibilidad de que la GD energice parte de la red plantea una serie de problemas desde el punto de vista de aislamiento y puesta a tierra durante trabajos de mantenimiento. Cuando ocurre una falta y las cuadrillas de mantenimiento acuden a repararla, puede suceder que la falta esté siendo alimentada por la GD con el consiguiente peligro para la seguridad de las cuadrillas. La presencia de GD obliga a revisar las políticas de aislamiento y puesta a tierra para garantizar la seguridad del personal de mantenimiento durante dichos trabajos. Esto está ligado con lo expuesto en el apartado anterior de protecciones.

La presencia de GD también influye en la flexibilidad de los planes de mantenimiento ya que es necesario coordinar dichos planes con la GD para que éstos se desarrollen sin ningún inconveniente.

Estabilidad del sistema

Cuando la penetración de la GD va aumentando, la importancia del efecto de ésta en la estabilidad del sistema adquiere mayor relevancia. Debido a que los tiempos de actuación de las protecciones de las redes de distribución son relativamente largos, la estabilidad se puede ver comprometida si existe gran cantidad de GD (Jenkins, *et al.*, 2000). Si la GD es una proporción importante de la generación de un sistema, durante una falta puede ocurrir que la disminución de frecuencia debido a la falta desconecte a la GD con el consiguiente efecto negativo sobre la frecuencia, pudiendo llevar al sistema a un punto inestable. Incluso, si las protecciones no son las adecuadas, ante un hueco de tensión se puede producir la desconexión de la GD.

Por otra parte, si la GD suministra una parte importante de la demanda, cuando se restaura el servicio después de un apagón, la red se puede encontrar en una situación de falta de generación debido a que las protecciones de la GD no permiten que se conecte hasta que el servicio se ha restaurado íntegramente. Si bien es cierto que los operadores de la red de transporte están acostumbrados a tratar con este tipo de situación, es una situación nueva para las redes de distribución. Sin embargo, si existe la infraestructura adecuada y la coordinación necesaria, la GD puede contribuir a restaurar el servicio después de un apagón (*black start*), suministrando energía a secciones o a alimentadores enteros.

Operación de las redes

El criterio actual de las redes de distribución es la operación pasiva, es decir, su operación con la menor supervisión posible. Este criterio está basado en un esquema en el cual la energía fluye desde la subestación hacia las demandas (elementos pasivos). La instalación de elementos activos (la GD) que interactúan con la red suministrando o consumiendo energía obliga a replantearse este criterio ya que, como se ha visto en los apartados anteriores, es necesario un mayor control y coordinación de la GD y la red de distribución.

Las consecuencias de la interacción de la GD con la red plantean la necesidad de una gestión activa de las redes que permita modificar o adecuar todos los elementos de la red a las circunstancias existentes en cada instante. Para esto, es necesario que exista un

sistema de monitorización y control prácticamente en tiempo real de los diversos elementos, incluyendo la GD. Todo esto se traduce en un sistema similar al que se emplea actualmente en las redes de transporte.

La gestión activa de las redes de distribución intenta solucionar algunos de los problemas asociados a la interacción de la GD con la red: control de las tensiones (gestión de la potencia reactiva, utilización de reguladores de tensión, modificación de los esquemas de control de tensión implementados, etc.), control de los niveles de potencia de cortocircuito (utilización de dispositivos de limitación de corriente —reactancias, limitadores de estado sólido, etc.— reconfiguración de la red, etc.), control de los flujos y sistemas de comunicación.

La gestión activa de las redes plantea una serie de temas regulatorios como el reparto de los costes de las inversiones necesarias para la gestión activa, la regulación que permita a la distribuidora controlar o gestionar recursos ajenos como la GD así como la remuneración de los servicios que puede prestar la GD para la gestión activa de las redes.

La gestión activa de las redes es en la actualidad un aspecto que está tomando mucha relevancia en el ámbito científico y en el que muchos grupos de investigadores se encuentran trabajando. En años venideros, es muy probable que la gestión activa constituya el nuevo paradigma de las redes de distribución.

Como cierre de esta sección dedicada al impacto técnico de la GD, es necesario resaltar que los impactos asociados a la GD son muy variados y muy complejos, involucrando una cantidad ingente de temas técnicos. El análisis detallado de cada uno de estos impactos es prácticamente inabarcable en una única tesis doctoral. Además, los dos primeros impactos (pérdidas e inversiones), en general, son tenidos en cuenta de manera explícita en los esquemas regulatorios que se aplican en la actualidad a las empresas distribuidoras, ya sea en forma de incentivos para reducir las pérdidas o en regulaciones basadas en el rendimiento de las empresas (*Performance Based Rate-making*) que incentivan la reducción de costes. El resto de impactos se tienen en cuenta únicamente de manera implícita o se suelen resolver durante la conexión de la GD, es decir, en el corto plazo. Esto es, una vez conectada la GD, estos impactos no deberían presentarse ya que se resolverían en el momento de la conexión de la GD.

Debido a todo esto, y dado que uno de los objetivos de esta tesis es estudiar y proponer mejoras en la regulación en el medio y largo plazo, el análisis del impacto técnico de la GD se ha centrado únicamente en el estudio de los dos primeros impactos, es decir, el impacto en pérdidas y el impacto en inversiones. Su análisis detallado se presenta en los capítulos 3 y 4 respectivamente.

5. Resumen y conclusiones

En el presente capítulo, se ha descrito el esquema tradicional de funcionamiento de los sistemas eléctricos y cómo éste se puede ver afectado por la conexión de fuentes de energía en las redes de distribución. Asimismo, en la sección 2, se revisó el concepto de Generación Distribuida (GD) y se estableció la definición de GD que se empleará a lo

largo de esta tesis. En la sección 3 se revisó el estado del arte de las diversas tecnologías disponibles para aplicaciones de GD. La sección 4 se dedicó a la descripción de los posibles impactos técnicos que puede ocasionar la conexión de GD en las redes de distribución.

La GD constituye el nuevo reto de los sistemas eléctricos. Tradicionalmente los sistemas eléctricos han sido operados de forma jerarquizada con los grandes generadores en el nivel más alto. La GD permite que la energía se genere cerca de los consumidores o incluso en sus propias instalaciones, modificando así el actual esquema de operación.

No existe una definición única universalmente aceptada sobre el concepto de GD. Diversos autores u organismos emplean definiciones similares aunque difieren en algunos aspectos. La definición adoptada en la presente tesis es: *Generación Distribuida son todas aquellas fuentes de energía eléctrica conectadas en las redes de distribución, ya sea directamente a dichas redes o conectadas a éstas por medio de las instalaciones de los consumidores, pudiendo operar en este último caso en paralelo con la red o en forma aislada.*

Existen diversas tecnologías que encajan en esta definición de GD: turbinas de gas, turbinas de vapor, ciclos combinados, motores alternativos, mini-hidráulica, eólica, solar (fotovoltaica y térmica) y pilas de combustible. Según el tipo de tecnología, el impacto tanto técnico como regulatorio es distinto.

En cuanto al impacto técnico, éstos son debidos principalmente a la modificación que sufren los flujos por la red. Los principales aspectos en los que puede impactar la conexión de GD son los siguientes: pérdidas, inversiones, perfil de tensión, calidad del suministro, potencia de cortocircuito, seguridad del personal de mantenimiento, estabilidad y operación de las redes.

La producción de energía de la GD modifica los flujos que circulan por las redes y por ende modifica las pérdidas. Esta modificación se puede deber tanto al suministro de demanda local como a la inyección de energía a la red. Si la GD suministra demanda local, la energía que tiene que suministrar el alimentador disminuye con la consiguiente variación de los flujos. Si la GD vierte energía a la red, la inyección de energía modifica también los flujos.

La GD puede impactar en las inversiones tanto en las redes existentes como en el diseño de las nuevas redes. En el primer caso, puede ser necesario reforzar la red para acomodar la producción de la GD o la GD, al suministrar demanda localmente, puede prorrogar o evitar inversiones. En el caso del diseño de nuevas redes, la consideración de la GD como una variable más de decisión modifica el diseño y por ende las inversiones.

La GD, al suministrar demanda localmente, produce que la caída de tensión sea menor que cuando no existe GD, con el consiguiente aumento del perfil de tensiones. Tanto la inyección de energía activa como de energía reactiva de la GD produce un incremento en el perfil de tensiones. El consumo de energía reactiva por parte de la GD puede contribuir a disminuir el aumento de tensión debido a la inyección de energía aunque llevaría a un aumento de las pérdidas.

El impacto de la GD en la continuidad del suministro puede ser tanto positivo o negativo. Es positivo si la GD contribuye a mejorar la continuidad del suministro, produciendo energía cuando hay algún fallo en la red. De hecho, las primeras aplicaciones surgieron como unidades de respaldo o *backup*. El efecto es negativo si una falta en la GD se propaga a la red y ocasiona interrupciones en el suministro o si su conexión o

desconexión brusca hace que las protecciones de la red actúen. En lo referente a la calidad de onda, la GD puede afectar en el perfil de tensiones, forma de la onda, huecos de tensión y *flicker*.

La GD, al ser una fuente de generación, puede aumentar la corriente de cortocircuito. Esto depende del tipo de generador que utilice la GD (síncrono, asíncrono o inversores). El aumento de la corriente de cortocircuito puede hacer necesario la sustitución de los dispositivos de protección para que puedan soportar el nuevo valor de dicha corriente.

La coordinación entre las protecciones de la GD y las protecciones de la red es fundamental para asegurar el correcto funcionamiento del sistema. Una inadecuada protección puede provocar actuaciones innecesarias con el consiguiente perjuicio tanto para la red como para el propietario de la GD.

La posibilidad de que la GD energice parte de la red cuando ocurre una falta en la red, plantea una problemática desde el punto de vista de aislamiento y puesta a tierra durante los trabajos de mantenimiento. La seguridad del personal de mantenimiento se puede ver comprometida si no se toman las medidas pertinentes.

La estabilidad del sistema se puede ver comprometida si existe una gran cantidad de GD conectada. Si durante una falta disminuye la frecuencia y esto provoca la desconexión de la GD, esta desconexión empeorará más la frecuencia y puede llevar al sistema a un punto inestable. Si ocurre un apagón cuando la GD suministra una parte importante de la demanda, la red puede encontrar dificultades para restaurar el servicio después del apagón, debido a falta de generación. Es necesario por tanto asegurar la infraestructura adecuada y la coordinación necesaria para que la GD pueda colaborar en la restauración del servicio después de un apagón.

El criterio actual de las redes de distribución es la operación pasiva, es decir, su operación con la menor supervisión posible. La instalación de elementos activos como la GD lleva a replantearse este criterio, surgiendo la posibilidad de cambiar a una gestión activa. Para esto, es necesaria toda una infraestructura para monitorizar y controlar en tiempo real todos los elementos de la red, incluyendo a la GD. En años venideros, es muy probable que la gestión activa constituya el nuevo paradigma de las redes de distribución.

De todos estos impactos, en los capítulos 3 y 4, se profundiza en el estudio del impacto en pérdidas e inversiones respectivamente.

Las aportaciones de este capítulo son la discusión del concepto de GD, el análisis de las características de las diversas tecnologías y la descripción de los posibles impactos que puede producir la GD.

CAPÍTULO 3

IMPACTO DE LA GD EN PÉRDIDAS

1. Introducción

Como se describió en el capítulo anterior, la conexión de fuentes de energía en los niveles de distribución altera el funcionamiento del esquema jerárquico tradicionalmente utilizado en los sistemas eléctricos. La inyección de energía en las redes de distribución modifica los flujos de potencia y puede producir una gran variedad de impactos (ver capítulo 2). Dentro de estos impactos se encuentra la modificación de las pérdidas.

Las pérdidas se originan por el movimiento de la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo³. Estas pérdidas pueden clasificarse en dos categorías:

- **Pérdidas fijas (pérdidas en vacío):** Estas pérdidas no dependen de la demanda o flujo de energía en el alimentador. Son debidas a corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación presentes en transformadores y máquinas eléctricas en general. También se incluyen en esta categoría las pérdidas por efecto corona. Si se desprecian las variaciones de tensión, las pérdidas fijas se pueden asumir constantes durante todas las horas del año. De ahí su denominación de pérdidas fijas.
- **Pérdidas variables (pérdidas en carga):** Este tipo de pérdidas se refiere a las pérdidas ocasionadas por el efecto Joule y están relacionadas con las corrientes que circulan por las redes. La magnitud de estas pérdidas es proporcional al cuadrado de la corriente que circula por la red por lo que varían en cada instante en función del flujo.

Si bien es cierto que la GD puede influir en las pérdidas fijas debido a la modificación del perfil de tensión que puede causar, su variación es mínima por lo que se puede despreciar y asumir las pérdidas fijas como constantes. Si se consideran constantes, la GD no tendrá ninguna incidencia en las pérdidas fijas. Además, el objetivo del análisis del impacto de la GD en pérdidas no es calcular un valor exacto de las pérdidas sino caracterizar el comportamiento general de éstas cuando se instala GD en las redes de distribución. Por esto y sin ánimo de perder generalización, en esta tesis se estudian únicamente las pérdidas variables (en adelante pérdidas), no teniéndose en cuenta las pérdidas fijas.

Las pérdidas suelen tratarse de manera explícita en la regulación de la actividad de distribución en forma de incentivos a la reducción de pérdidas. En general, dichos incentivos consisten en establecer un nivel de pérdidas de referencia o estándar de manera que si la distribuidora es capaz de disminuir las pérdidas por debajo de este nivel, la reducción redundará en mayores ingresos para la distribuidora. En este sentido, cualquier

³ Existe otro tipo de pérdidas conocidas como pérdidas no técnicas o comerciales. Éstas se refieren a la energía que está siendo utilizada para algún fin pero por la cual la empresa distribuidora no recibe ningún pago. Por su relación con las actividades administrativas de las empresas distribuidoras estas pérdidas pueden clasificarse en: pérdidas durante el registro de consumos, pérdidas durante la facturación y pérdidas durante la recaudación (Organización Latinoamericana de Energía, 1990). La GD no tiene ninguna repercusión sobre este tipo de pérdidas por lo que no se tienen en cuenta en esta tesis.

(Organización Latinoamericana de Energía, 1990)

Organización Latinoamericana de Energía: "*Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas*"; OLADE, Organización Latinoamericana de Energía; 1990.

modificación de las pérdidas que produzca la GD afectará directamente a los ingresos de las distribuidoras. Este efecto puede ser positivo o negativo. Si las pérdidas disminuyen gracias a la conexión de GD, las distribuidoras se verán beneficiadas por el incentivo a la reducción de pérdidas. Por el contrario, si las pérdidas aumentan, las distribuidoras tendrían que invertir más para lograr disminuir las pérdidas por debajo del nivel de referencia.

El presente capítulo pretende contribuir en la evaluación del impacto en pérdidas que puede producir la conexión de GD en las redes de distribución. Con este objetivo, se ha desarrollado un estudio técnico que permite caracterizar el comportamiento de las pérdidas ante diversos escenarios de GD. Dicho estudio analiza una amplia variedad de escenarios de manera que los resultados puedan ser aplicables a la gran diversidad de situaciones que se pueden presentar en la realidad.

En la sección 2 se presenta la revisión del estado del arte de los estudios de impacto de la GD en pérdidas. La descripción detallada del estudio técnico que se ha llevado a cabo se presenta en la sección 3. En la sección 4 se presentan los resultados obtenidos en el estudio.

2. Estado del arte

La problemática asociada al impacto de la GD en pérdidas tiene muchas implicaciones de diversa índole (económica, técnica y medioambiental). Por esta razón, en los últimos años ha comenzado a recibir mucha atención en el ámbito científico. Esto ha permitido que en la actualidad se pueda encontrar diversa literatura al respecto.

La potencialidad de la GD para reducir pérdidas le añade un valor extra a este tipo de generación. Es así como en (Söder, 1996) se reconoce este valor y se propone una metodología basada en sensibilidades de segundo orden del flujo de cargas para evaluar de una manera rápida y sencilla el impacto de la GD en las pérdidas. La utilización de dichas sensibilidades presenta el inconveniente de que las aproximaciones son buenas únicamente ante variaciones marginales respecto de los valores originales de las variables del flujo de cargas. Si se desea estudiar escenarios con grandes cantidades de GD (variaciones significativas de las variables originales) esta metodología no es la más idónea.

En (Hoff and Shugar, 1995) se presenta una metodología en la cual el alimentador se divide en varias secciones, se calculan las pérdidas en cada sección y las pérdidas totales se calculan sumando las pérdidas de cada sección. El problema de la metodología presentada es que calcula una aproximación de las pérdidas ya que éstas se estiman a partir de unos coeficientes de reparto de la corriente del tramo de cabecera del alimentador en cada sección. Estos autores aplican esta metodología a un caso real, comprobando que con GD fotovoltaica se puede conseguir disminuir las pérdidas. Sin embargo, como los autores resaltan, los resultados obtenidos son aplicables a un caso específico: la planta *Kerman PV* en California, EE.UU.

En (Ackermann and Knyazkin, 2002) se proponen tres reglas heurísticas para determinar si las pérdidas disminuyen o aumentan en función de la cantidad de energía

producida por la GD instalada en el alimentador. Estas reglas establecen que si la producción de la GD es menor que la demanda en el nudo en el cual está instalada, las pérdidas disminuyen; si la producción de la GD es mayor que la demanda en el nudo en el cual está instalada pero es menor que el doble de la demanda total del alimentador, las pérdidas disminuyen; y si la producción total de la GD conectada en el alimentador es mayor que el doble de la demanda total del alimentador, las pérdidas aumentan. Sin embargo, esto puede variar en función de aspectos como la ubicación de la GD ya que las pérdidas dependen de la impedancia de los tramos de línea por los cuales tiene que circular la producción y no basta sólo observar el valor total de demanda existente en el alimentador. Además, tanto la producción de la GD como la demandan varían constantemente, siendo necesario analizar un horizonte temporal más amplio para observar el comportamiento global de las pérdidas.

El impacto que puede producir la GD sobre pérdidas depende de diversos factores: ubicación en la red, topología del alimentador, penetración de la GD, etc. Esto puede provocar que algunas veces el impacto sea positivo (disminución de pérdidas) o negativo (aumento de pérdidas). Por esta razón, J. Mutale *et al.* (Mutale, *et al.*, 2000) proponen el uso de coeficientes (*marginal y direct loss coefficients*) para asignar las pérdidas a cada uno de los agentes (consumidores y GD). Estos coeficientes pueden ser positivos o negativos en función de si el agente aumenta o disminuye las pérdidas. Este enfoque permite que en algunas situaciones los coeficientes de los consumidores sean negativos y éstos puedan cobrar por disminución de pérdidas. Dicho enfoque es cuestionable ya que los consumidores son la razón de ser de las redes y su consumo origina un flujo de energía que tiene que circular por la red hacia el consumidor, con las consiguientes pérdidas.

En esta línea, P. M. Costa y M. A. Matos (Costa and Matos, 2004) proponen que las pérdidas se repartan tanto entre consumidores y la GD. Según ellos, los consumidores siempre deben pagar por pérdidas (las pérdidas que existían antes de conectar la GD) y que la variación (positiva o negativa) de pérdidas debida a la GD se le asigne enteramente a ésta. Esta propuesta adolece de un aspecto: no comparte con los consumidores el beneficio de una hipotética reducción de pérdidas gracias a la conexión de GD.

En ninguno de los casos se realiza un estudio exhaustivo de la evolución de las pérdidas ante diversos escenarios de GD.

P. Barker y R. de Mello (Barker and de Mello, 2000) reconocen la importancia de la ubicación de la GD dentro de un alimentador para obtener los mejores resultados de reducción de pérdidas. Comparan el problema de la ubicación de la GD al de la determinación de la colocación de bancos de condensadores. Estos autores sugieren que una pequeña cantidad de GD (entre un 10 y 20% de la demanda del alimentador) ubicada estratégicamente puede producir reducciones significativas de pérdidas. Sin embargo, estos autores no presentan ninguna cuantificación del impacto sobre pérdidas. Queda por ver cómo se ubica óptimamente la GD en las redes si ésta no pertenece a la distribuidora y la reducción de las pérdidas no es su objetivo principal.

En (El-Khattam and Salama, 2002) también se puede observar la importancia de la ubicación de la GD para obtener mayores reducciones de pérdidas. Estos autores emplean un único generador distribuido y lo colocan en diversos nudos del alimentador, dejando de lado otros aspectos como el nivel de penetración o concentración de la GD.

En (Chiradeja and Ramakumar, 1999) se concluye que las reducciones de pérdidas son mayores cuanto más cerca esté la GD de la demanda y cuanto mayor sea la proporción de esta demanda que alimenta la GD. Estos autores reconocen la importancia de la

energía reactiva que suministra o demanda la GD en la disminución de pérdidas. Las conclusiones que extraen estos autores son obtenidas a partir de un caso ejemplo de dos nudos (subestación y demanda) en el cual la GD se instala en el tramo que une los nudos, variando la distancia a la cual se instala la GD. La simplicidad del caso ejemplo dificulta la generalización de los resultados.

S. Persaud *et al.* (Persaud, *et al.*, 2000) también reconocen la importancia de la energía reactiva y además muestran que con niveles de penetración elevados las pérdidas pueden aumentar. Estos autores utilizan únicamente un generador eólico conectado al final de una de las ramas, en dos casos concretos: un alimentador comercial y un alimentador residencial.

En esta misma línea, T. Griffin *et al.* (Griffin, *et al.*, 2000) son conscientes de la importancia de la ubicación de la GD ya que según ellos esto puede llevar a que la GD en lugar de disminuir pérdidas haga que éstas aumenten. Por eso, proponen un algoritmo para determinar la localización de la GD. Dicho algoritmo permite hacer un ranking de las mejores ubicaciones para la GD por medio de la identificación de los puntos en los que se producen más pérdidas. Esta metodología únicamente tiene en cuenta dos escenarios (demanda pico en verano e invierno) lo cual hace cuestionable la idoneidad del ranking.

Los diversos esquemas de operación de la red a la cual se conecta la GD también influyen en el impacto de ésta sobre las pérdidas y en la cantidad de GD aceptable en la red. S. N. Liew y G. Strbac (Liew and Strbac, 2002) muestran este comportamiento para algunos de estos esquemas (control de tensión con transformador con cambio de toma en carga, compensación de energía reactiva y corte de generación en condiciones de baja demanda). Los resultados presentados por estos autores se han extraído de un caso concreto de una red con una ubicación específica de los aerogeneradores, sin tener en cuenta el efecto que puede producir la instalación de GD en otros nudos.

En resumen, hay evidencias en la literatura de que la GD impacta sobre las pérdidas tanto positiva (reducción de pérdidas) como negativamente (aumento de pérdidas). Mucha de la literatura no presenta una cuantificación de dicho impacto y cuando lo hace es para un caso en particular o con ejemplos de limitada aplicación práctica. Algunos autores reconocen la importancia de algunos aspectos como la ubicación, la penetración y el suministro o consumo de energía reactiva. Sin embargo, en ninguna de las referencias se ha encontrado una investigación que tenga en cuenta todas estas variables en un único estudio e incluya otras importantes como la concentración de la GD en el alimentador. Además, en general, los estudios que se encuentran plantean el análisis del impacto de la GD en escenarios concretos de demanda como por ejemplo demanda pico en verano o invierno, dejando de lado la amplia variación que puede presentar tanto la demanda como la producción de la GD a lo largo de todo un año.

La presente tesis pretende contribuir en la evaluación del impacto de la GD en pérdidas, desarrollando un estudio que permite evaluar dicho impacto teniendo en cuenta a la vez todos los aspectos que mayor influencia ejercen sobre las pérdidas: perfil de producción de las diversas tecnologías de GD, penetración de la GD y dispersión y localización de la GD. Realizando este estudio en una amplia variedad de alimentadores, se pretende que los resultados puedan ser aplicables a la gran diversidad de situaciones que se pueden presentar en la realidad.

En la siguiente sección se describe detalladamente el estudio del impacto de la GD en pérdidas.

3. Descripción del estudio

La mayor dificultad con que se encuentran todos los estudios sobre impacto de la GD en pérdidas es la dependencia de los resultados de una serie de parámetros (perfil de producción de las diversas tecnologías de GD, penetración de la GD, características de la red, etc.) lo que dificulta la generalización de los resultados. En esta tesis se aborda este problema estudiando un amplio abanico de escenarios para tratar de extraer, en la medida de lo posible, conclusiones generales. La comparación de los diversos escenarios con el escenario de referencia o caso base (el alimentador sin GD) permitirá caracterizar el impacto de la GD en las pérdidas. Si las pérdidas en escenarios con GD son menores que en el escenario sin GD, la GD estaría disminuyendo pérdidas. Por el contrario, si las pérdidas son mayores en los escenarios con GD, ésta estaría aumentando las pérdidas.

Tanto la demanda como la producción de la GD varían hora a hora por lo que, con el objeto de observar el comportamiento global de las pérdidas, se ha optado por estudiar la evolución de las pérdidas anuales. El análisis a lo largo de un año permite recoger toda la diversidad de casos, ponderando cada uno con la importancia relativa que tiene.

En los siguientes apartados de esta sección se describe cómo se han modelado las variables involucradas, los algoritmos empleados y los escenarios estudiados.

3.1. Modelado de las variables

Las variables que se han identificado como fundamentales y que por tanto deben ser modeladas adecuadamente a la hora de evaluar el impacto de la GD sobre las pérdidas son:

- **Perfil de producción de las tecnologías de GD:** Cómo se describió en el capítulo 2, existen diversas tecnologías que pueden ser utilizadas en aplicaciones de GD (eólica, fotovoltaica, cogeneración, etc.). Cada una de estas tecnologías presenta un perfil distinto de producción, por lo que su efecto en la modificación de los flujos y, por ende su impacto en las pérdidas variará en función de la tecnología.

En términos generales, el perfil de producción de la GD varía constantemente. Esta variación puede deberse a la propia naturaleza del recurso primario (viento, sol, agua, etc.) o las características propias del proceso en el que se encuentra inmerso (e.g. procesos de cogeneración). En algunos casos la producción de la GD puede ser prácticamente constante si se desea, como es el caso de las pilas de combustible y las centrales de biomasa, pero en la actualidad esto no suele ser lo habitual.

Por todo esto, es necesario modelar adecuadamente cada uno de los perfiles de producción de las diversas tecnologías de GD.

- **Perfil de demanda:** Los flujos por la red son originados por la demanda de potencia en los diversos nudos la cual a su vez varía en función de los reque-

rimientos de energía de los consumidores. Por ejemplo, si se observa la demanda hora a hora a lo largo de un año se puede ver que su valor varía de una hora a otra. Las pérdidas están relacionadas con los flujos y por consiguiente con la demanda que existe en cada instante en la red. De ahí la necesidad de representar adecuadamente el perfil de demanda del alimentador.

- **Características de la red:** Las características de la red (topología, sección de los conductores, longitud de los tramos, etc.) son aspectos a tener muy en cuenta a la hora de analizar el impacto de la GD ya que su influencia es muy grande en los flujos de la red. Un cambio en la topología puede hacer variar significativamente los resultados que se obtengan, obligando a ser cautelosos a la hora de generalizar los resultados.

En la práctica, se puede comprobar que existe cierta similitud entre redes en función del tipo de consumo al que sirven. Por ejemplo, las redes de los centros urbanos presentan características similares entre ellas mismas así como las redes rurales presentan similitudes entre sí. Sin embargo, entre redes de centros urbanos y redes rurales aparecen diferencias en cuanto a la longitud de la red, demanda en el alimentador, etc. A la hora de evaluar el impacto de la GD en pérdidas es necesario tener en cuenta la diversidad de tipos de redes que existen.

Tanto el perfil de producción de la GD como el perfil de demanda varían constantemente lo cual obliga a que el estudio sobre pérdidas tenga en cuenta todo el amplio rango de variación que pueden presentar estas variables. Con este objeto, en el estudio del impacto de la GD sobre las pérdidas se ha optado por calcular las pérdidas anuales utilizando un modelado horario a lo largo de todo un año (8.760 horas).

En los siguientes apartados se describe de manera sucinta, el modelado de las variables descritas anteriormente. La descripción detallada del modelado se encuentra recogida en el Anexo 1.

3.1.1. Perfil de producción de las tecnologías de GD

Para representar de una manera fidedigna el comportamiento de la producción de la GD, se ha modelado la producción horaria para cada una de las tecnologías analizadas. Las tecnologías modeladas son: eólica, fotovoltaica, cogeneración y generación de base. Esta última, no es una tecnología específica sino que pretende representar el comportamiento de tecnologías como las pilas de combustible, la biomasa o solar térmica cuya producción puede ser programada y despachada sin ningún problema.

El modelado de cada una de estas tecnologías se describe en los siguientes apartados.

Eólica

La generación eólica es la que mayores variaciones presenta en su producción. Este comportamiento es debido a la dependencia de un recurso (el viento) que presenta variaciones aleatorias. El primer paso en su modelado consiste en representar adecuadamente el comportamiento del viento. Una vez obtenidos los valores de viento,

la producción del aerogenerador viene definida por la curva potencia vs. velocidad del viento que proporcionan los fabricantes.

Para representar el viento se probaron dos metodologías: matriz empírica de transiciones de primer orden de Markov y generación aleatoria independiente de velocidades de viento. La primera metodología consiste en generar un serie de valores de viento basándose en valores históricos de un determinado emplazamiento. La observación de los valores históricos permite calcular la matriz de transición la cual es utilizada para la generación de la nueva serie de valores de viento (para más detalle ver el Anexo 1).

Esta metodología consigue una excelente representación del viento pero es totalmente dependiente del emplazamiento del cual se toma la serie histórica. Esto es, la serie obtenida empleando la matriz de transición es válida únicamente para el emplazamiento del cual se ha obtenido la serie histórica.

La segunda metodología, genera aleatoriamente de forma independiente los valores de viento a partir de una función de probabilidad. Dado que los fabricantes de aerogeneradores suelen emplear una función de probabilidad de Rayleigh para elaborar sus curvas potencia vs. velocidad, fue esta función la que se utilizó para generar la serie de valores de viento.

Esta metodología consigue que los valores generados cumplan con el valor medio especificado en la función de probabilidad (velocidad media del emplazamiento) pero presenta transiciones muy bruscas de una hora a otra. Dicho de otra forma, no tiene memoria de la velocidad del viento en la hora anterior.

Los resultados que se presentan en esta tesis han sido obtenidos utilizando la primera de las metodologías descritas anteriormente, ya que el perfil que se obtiene es más realista. Los valores históricos fueron proporcionados por una de las empresas distribuidoras en España.

Fotovoltaica

El modelo de esta tecnología es complejo debido a que la radiación solar varía hora a hora y día a día en función de los movimientos de rotación y traslación de la Tierra. El modelado empleado en esta tesis está basado un modelo astronómico que permite calcular la radiación extraterrestre para unas determinadas coordenadas geográficas.

Una vez conocida la radiación extraterrestre, la radiación que llega a los paneles solares es estimada utilizando factores de corrección para tener en cuenta el efecto de las nubes. Los factores de corrección horarios son obtenidos por medio de un proceso aleatorio basado en factores de corrección mensuales históricos del emplazamiento (para más detalle ver el Anexo 1). Una vez que se conoce la radiación que llega a los paneles, la producción de la instalación fotovoltaica se estima utilizando los datos técnicos proporcionados por los fabricantes de los paneles.

Cogeneración

El modelado de esta tecnología está basado en datos horarios históricos a lo largo de un año de 128 instalaciones. El análisis de los datos históricos permitió clasificar las plantas en tres categorías: cogeneración con vertido máximo en el día, cogeneración con vertido máximo en la noche y cogeneración con producción de base.

Para cada una de las dos primeras categorías se obtuvo un perfil horario promedio que es el que se ha utilizado para representar este tipo de instalación. La tercera catego-

ría se incluyó en la tecnología de generación de base que se describe en el siguiente apartado.

Generación de base

Este tipo de generación en realidad no es una tecnología específica sino que se refiere a cualquier tipo de generador que produzca durante todo el tiempo a un valor constante. Su perfil de producción es plano, es decir, produce siempre la misma potencia durante todas las horas del año.

La necesidad de modelar este tipo de generación surge porque algunas tecnologías de GD son totalmente gestionables o programables por lo que cada vez puede ser más frecuente encontrar este tipo de GD. Algunas de las tecnologías que se pueden usar en este tipo de aplicaciones son las pilas de combustible, las micro-turbinas de gas y la biomasa. En algunos casos, la cogeneración puede clasificarse también dentro de esta categoría.

3.1.2. Perfil de demanda

Para la representación horaria de la demanda se ha tomado como referencia la información histórica de los consumidores en el sistema eléctrico español. Esta información consiste en la demanda horaria según la tarifa contratada por el consumidor.

Estos perfiles se obtuvieron de la extinta OFICO (Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica) y corresponden a los perfiles de consumos horarios del año 1996 para cada tipo de cliente en función de la tarifa contratada (para más detalle ver el Anexo 1).

Cada alimentador estudiado tiene asociado en cada nudo un conjunto de clientes de distinto tipo de tarifa. Se simula por tanto la demanda horaria de cada nudo a partir de los perfiles de todos los clientes conectados a ese nudo.

3.1.3. Características de la red

Dado que el objetivo es caracterizar el comportamiento general de las pérdidas ante escenarios de GD, se ha optado por emplear un conjunto de alimentadores representativos de la realidad. Para esto, se tomó como referencia un estudio anterior llevado a cabo por una de las empresas distribuidoras españolas en el cual se clasificaban las redes de distribución de media tensión de dicha distribuidora. Este estudio, clasifica estas redes en siete grupos o *clusters*: 2 urbanos, 3 semi-rurales y 2 rurales (para más detalle ver el Anexo 1).

3.2. Descripción del algoritmo

En esta tesis, la caracterización del impacto de la GD de las pérdidas se lleva a cabo comparando una gran diversidad de escenarios de GD con el escenario de referencia o caso base (el alimentador sin GD). Como se mencionó anteriormente, con el objeto de tener en cuenta el amplio rango de variación que puede presentar tanto la demanda como la producción de la GD, se ha optado por calcular las pérdidas anuales utilizando un modelado horario a lo largo de todo un año (8.760 horas). Esto implica calcular las pérdidas en cada una de las horas, es decir, calcular el flujo de cargas en cada hora.

El cálculo del flujo de cargas es una de las herramientas más utilizadas en el campo de la Ingeniería Eléctrica y es un problema muy bien estudiado en la literatura (Arrillaga, *et al.*, 1983; Expósito, 2002; Sullivan, 1977) por lo que la profundización en este tema está fuera del alcance de esta tesis. De manera resumida, el objeto del cálculo del flujo de cargas es determinar los valores en régimen permanente de las diversas variables que caracterizan el estado de la red (magnitud y ángulo de las tensiones en cada nudo y flujo de energía activa y reactiva en cada sección o tramo de la red), dadas unas determinadas condiciones de demanda y generación. Determinados los valores de estas variables, es posible calcular las pérdidas en cada tramo del alimentador y por consiguiente las pérdidas totales en el alimentador.

La metodología horaria escogida requiere definir en cada hora los valores tanto de la demanda como la producción de la GD y con esta información calcular el flujo de cargas y las pérdidas en esa hora. El siguiente diagrama muestra este algoritmo:

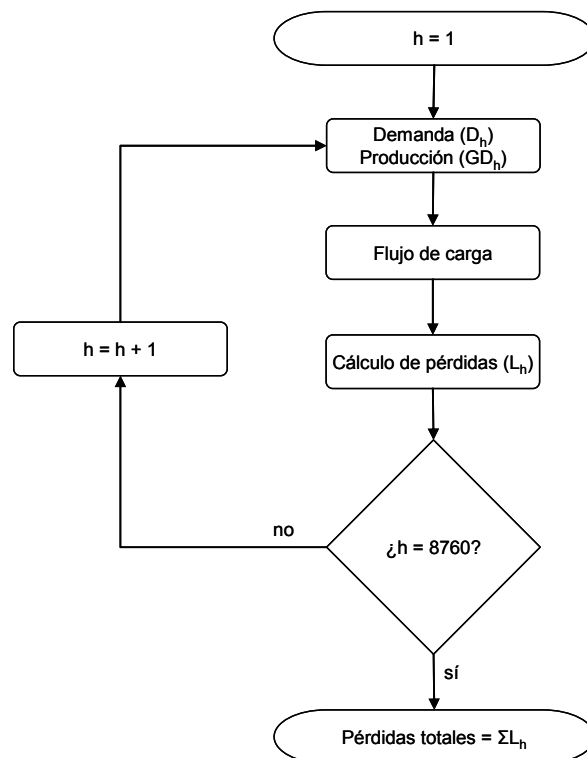


Figura 11. Diagrama de cálculo de pérdidas horarias a lo largo de un año.

Si bien es cierto que la formulación horaria es ideal desde el punto de vista de la información que se puede extraer, presenta una gran desventaja en su implementación:

requiere una gran carga de cálculo. Debido a esto, se estudiaron diversas alternativas que permitieran disminuir la carga computacional. Concretamente, se estudiaron diversos algoritmos de cálculo del flujo de cargas así como una metodología utilizando períodos horarios en vez de una formulación horaria. En esta sección únicamente se presenta un somero repaso de los algoritmos estudiados con el objeto de facilitar la comparación de los métodos. La descripción detallada de estos algoritmos se recoge en el Anexo 2.

Las alternativas estudiadas fueron:

1. **Cálculo del flujo de cargas por el método de Newton-Raphson:** Este método es el más preciso pero es el que mayor carga computacional impone. Este algoritmo se basa en la aplicación del método general de Newton-Raphson para la resolución del conjunto de ecuaciones no lineales del flujo de cargas. Este método de resolución requiere invertir la matriz Jacobiana (matriz de las derivadas parciales de primer orden) en cada iteración, de ahí su gran carga computacional.

Este algoritmo permite modelar los nudos en función de los parámetros especificados, a saber: nudo de potencia controlada (nudo PQ) o nudo de tensión controlada (nudo PV). En el primer tipo de nudo se especifican tanto la potencia activa inyectada neta (P) como la potencia reactiva inyectada neta del nudo (Q), siendo las variables a calcular por el flujo de carga la magnitud y el ángulo de la tensión en dicho nudo. En el segundo tipo de nudo se especifica la potencia activa inyectada neta (P) y la magnitud de la tensión (V) siendo las variables a calcular por el flujo de cargas la potencia reactiva inyectada neta y el ángulo de la tensión.

Tradicionalmente, los nudos en los que se conecta GD se suelen modelar como nudos PQ , es decir, como una demanda negativa. Sin embargo, si el generador distribuido tiene la capacidad de controlar la tensión en el nudo, esto es, variar su producción o consumo de energía reactiva para cumplir una determinada consigna de tensión, podría plantearse la posibilidad de modelar los nudos con GD como nudos PV . Por supuesto, la posibilidad de controlar la tensión depende de la tecnología de GD que se use y de su tamaño.

Dada la buena precisión del método de Newton-Raphson, éste se ha tomado como la referencia para comparar el resto de algoritmos.

2. **Cálculo del flujo de cargas por el método radial:** Este algoritmo saca provecho de la estructura arborescente de las redes radiales. Existen diversos algoritmos para la resolución de flujos de carga radiales (Augugliaro, *et al.*, 2001; Baran and Wu, 1989; Mekhamer, *et al.*, 2002; Zhang and Cheng, 1997) habiéndose adoptado en esta tesis el descrito en (Baran and Wu, 1989).

Este algoritmo es también un algoritmo iterativo como el Newton-Raphson pero no necesita la construcción ni la inversión de la matriz Jacobiana con el consiguiente ahorro computacional. Las bondades del algoritmo descrito anteriormente se aprecian en redes de gran tamaño en las cuales el método de Newton-Raphson requiere invertir una matriz Jacobiana muy grande, requiriendo un gran esfuerzo computacional. En redes de tamaño medio o pequeño no necesariamente se tienen que apreciar mejoras importantes.

Los resultados obtenidos con este algoritmo son iguales a los obtenidos con el método de Newton-Raphson. Sin embargo, no se encontraron en la literatura

métodos de flujos de cargas radiales que permitieran modelar nudos del tipo PV. Por esto, si se desea estudiar la posibilidad de que la GD controle la tensión del nudo en el que se encuentra conectada, es necesario recurrir al método de Newton-Raphson.

3. **Cálculo del flujo de cargas por el método radial simplificado:** El algoritmo de flujo de cargas radial se puede simplificar aún más si se considera al alimentador como un sistema de tuberías en el cual la energía fluye desde la subestación hacia los diversos centros de carga. En este caso únicamente es necesario sumar las potencias demandadas en los nudos que se encuentran aguas abajo de un determinado nudo así como su propia demanda, para conocer la potencia que circula por el tramo que conecta a dicho nudo con su nudo inmediatamente superior. Una vez conocidas las potencias que circulan por cada rama del alimentador y asumiendo un perfil de tensiones plano, se pueden estimar las corrientes en cada rama y por consiguiente las pérdidas en dicha rama.

Este método tiene la ventaja de ser mucho más rápido que el flujo de cargas radial descrito en el apartado anterior ya que no involucra un proceso iterativo. Sin embargo, se pierde precisión en los resultados ya que se asume un perfil de tensión plano y la estimación de la potencia que fluye en una rama no tiene en cuenta las pérdidas de las ramas aguas abajo (las pérdidas de las ramas aguas abajo de la rama en estudio es una potencia que también circula por dicha rama).

4. **Estimación de las pérdidas usando sensibilidades del flujo de cargas:** La metodología de sensibilidades del flujo de cargas permite, partiendo de un punto de operación del sistema y conociendo la sensibilidad o comportamiento del sistema ante una variación de una determinada variable, estimar el estado del sistema en otro punto de operación cuando dicha variable ha cambiado de valor. Esta metodología puede ser aplicada al caso general de las pérdidas y en concreto al comportamiento de las pérdidas ante diversos escenarios de GD. La implementación de esta metodología está basada en el trabajo descrito en (Söder, 1996).

La metodología usada en esta tesis utilizando este algoritmo calcula las pérdidas horarias durante todo un año en el caso base (sin GD) y, a partir de las sensibilidades de cada hora, se estiman las pérdidas para esa misma hora en diferentes escenarios de GD. La variable para la cual se calculan las sensibilidades del flujo de cargas es la potencia inyectada neta de cada nudo (potencia generada menos potencia demandada). En esta metodología, la GD es modelada como una demanda negativa.

La estimación de las pérdidas con esta metodología no proporcionó resultados satisfactorios. El problema reside en que la aproximación que se obtiene con las sensibilidades es buena únicamente en las cercanías del punto que se toma como referencia, es decir, para cambios pequeños en la potencia neta especificada. Dependiendo del escenario, la potencia neta horaria puede variar mucho respecto del valor que se toma como referencia, de ahí la inexactitud de los resultados.

5. **Estimación de las pérdidas por períodos tarifarios:** Esta alternativa utiliza el método de flujos de carga de Newton-Raphson para estimar las pérdidas anuales por medio del cálculo de la pérdidas en períodos representativos del

año. Esto es, agrupando las diversas horas del año en períodos que presentan similitud, como por ejemplo períodos estacionales, se calculan las pérdidas en cada período y se estiman las pérdidas anuales a partir de estos valores.

Con esta metodología es necesario agrupar los valores horarios tanto de demanda como producción de la GD que corresponden a cada período y calcular el valor promedio para cada período. Con estos valores promedios se calcula únicamente un flujo de cargas (por el método Newton-Raphson) en cada período y las pérdidas anuales se obtienen por medio de una suma ponderada de las pérdidas obtenidas en cada período. El peso de cada período viene dado por el número de horas que le corresponde a cada período.

Para la clasificación de las horas del año se tomó como referencia la clasificación por períodos horarios de las tarifas vigentes en España según el decreto de tarifas por el que se establecen las tarifas de acceso (Ministerio de Economía, 2001). Esta clasificación divide el año en seis períodos tarifarios.

Los resultados obtenidos con esta metodología son relativamente buenos y se consigue una gran reducción de la carga computacional. El punto clave en esta metodología es que los períodos que se escogen tiene que corresponder con el comportamiento real de la red. Esto puede requerir un análisis pormenorizado de los diversos valores horarios tanto de demanda como de producción de la GD en cada uno de los escenarios de GD que se desee estudiar, empañando el ahorro en carga computacional que se persigue con esta metodología.

En la siguiente figura se presenta una comparación de los resultados obtenidos con los algoritmos descritos anteriormente aplicados al alimentador semi-rural *cluster* 1. El porcentaje de pérdidas anuales se ha calculado como la proporción entre las pérdidas totales anuales (suma de las pérdidas horarias) respecto a la demanda total anual (suma de la demanda horaria). El número de escenarios de penetración estudiados es 11 (0-50% con incrementos de 5%) lo cual significa calcular las pérdidas en 96.360 horas (8.760 horas x 11 escenarios). En la Tabla 13 se presenta el tiempo de ejecución de cada algoritmo, la reducción de tiempo respecto al algoritmo Newton-Raphson (ratio entre el tiempo del algoritmo Newton-Raphson y el algoritmo alternativo) así como el error medio en los valores anuales obtenidos de pérdidas tomando como referencia el algoritmo Newton-Raphson. Los algoritmos se programaron en Matlab 7 y se ejecutaron en un ordenador Pentium 4 a 2,8 GHz con 512 MB de memoria RAM.

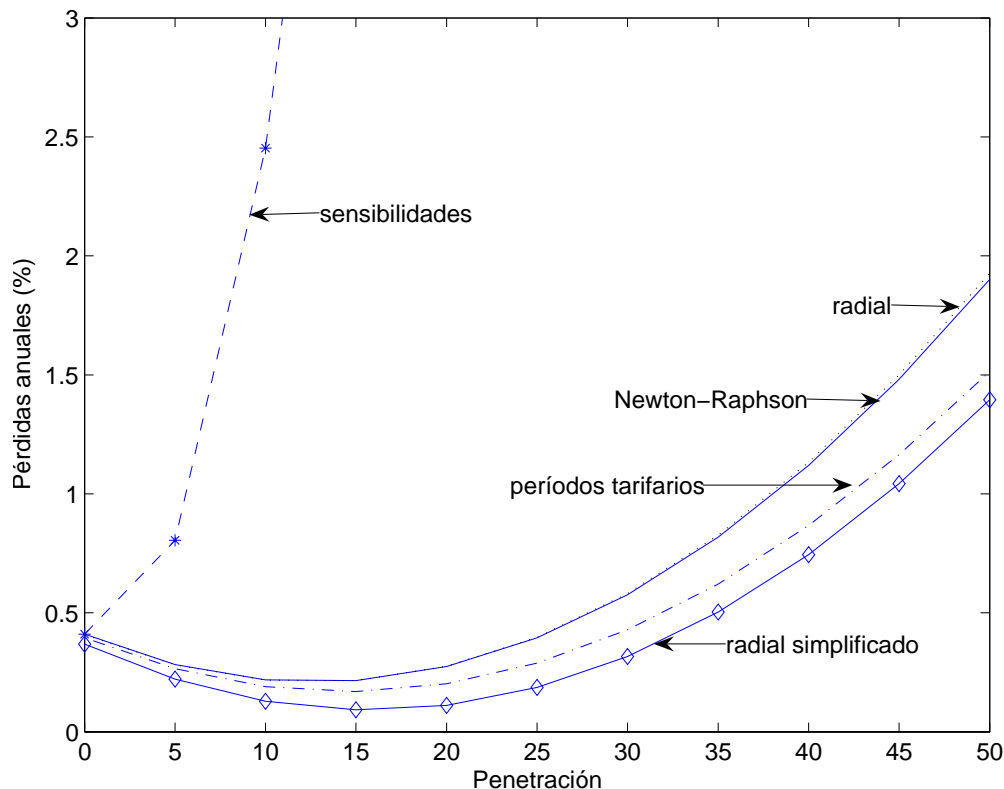


Figura 12. Comparación de resultados con los algoritmos alternativos (red semi-rural *cluster* 1).

Tabla 13. Tiempo de ejecución y error de los algoritmos.

Algoritmo	Tiempo (s)	Reducción de tiempo (veces)	Error medio en las pérdidas (%)
Newton-Raphson	637,65	1	0
Radial	139,31	4,58	0,76
Radial simplificado	10,75	59,32	37,82
Sensibilidades	246,06	2,59	2497,88
Periodos tarifarios	2,46	259,21	19,25

Como puede verse en la tabla anterior, el cálculo por sensibilidades es el método que peores resultados proporciona y además es el algoritmo que menos reducción de tiempo obtiene. Por esta razón, su utilización para el estudio que se quiere llevar a cabo en esta tesis se ha descartado. El algoritmo radial simplificado consigue una reducción significativa de tiempo pero su error es demasiado grande (aproximadamente 40%) así que su utilización también se descarta. La metodología de periodos tarifarios es la que más tiempo reduce, sin embargo el error medio es aproximadamente del 20%. Esta metodología puede ser una alternativa válida en escenarios con baja penetración de GD ya que el error en estos casos es menor. El algoritmo radial es el que menor error produce (menor al 1%) y consigue reducir el tiempo de cálculo 4,5 veces. El error de este algoritmo es debido a la tolerancia de convergencia que se ha establecido ya que en principio debería proporcionar resultados similares al algoritmo Newton-Raphson. El algoritmo radial fue el escogido para la evaluación en el impacto de la GD en pérdidas. Su único inconveniente es que no permite simular nudos tipo PV por lo que si se requiere modelar este aspecto será necesario recurrir al algoritmo Newton-Raphson, concretamente para el estudio de la sensibilidad a la potencia reactiva que se presenta en el apartado

4.5. En el resto de los casos, se ha considerado que la GD ni consume ni produce energía reactiva.

3.3. Escenarios

Con el objeto de abarcar la mayor diversidad de casos se han diseñado una serie de escenarios que tienen en cuenta los siguientes aspectos:

- **Tecnología de GD:** Cada una de las tecnologías de GD presenta un perfil de producción distinto el cual depende principalmente del recurso primario utilizado. Este perfil determina la producción de energía de la GD y por ende determina el efecto que ésta tendrá en los flujos. Por esta razón, se han estudiado escenarios con distintas tecnologías: eólica, fotovoltaica, cogeneración y generación de base. En el apartado 3.1.1 se presentó un breve resumen del modelado de cada una de estas tecnologías. La descripción detallada del modelado se presenta en el Anexo 1.
- **Penetración de la GD:** La cantidad de GD en la red o potencia instalada de GD en la red determina la cantidad de energía que es capaz de producir la GD. En la literatura generalmente se utiliza como medida de la penetración la potencia instalada de GD expresada en MW. En esta tesis, se ha optado por definir un índice que indique el peso de la GD respecto a la capacidad del alimentador. Esta capacidad (denominador en la expresión de la penetración de la GD propuesta) se puede caracterizar o medir mediante la demanda punta del mismo, su capacidad máxima por diseño, la potencia contratada en el alimentador, la capacidad de transformación, etc. El elegir una u otra medida únicamente implica un cambio de referencia en la medida de la penetración, es decir, un simple cambio de escala.

Aunque la demanda punta del alimentador es la medida más comúnmente utilizada, en esta tesis se ha optado por utilizar la potencia contratada en el alimentador obtenida como la suma de las potencias contratadas por cada uno de los clientes conectados al mismo. Esta decisión se tomó debido a que la potencia contratada era una información que se tenía disponible en los alimentadores que se estudiaron y no era necesario estimar ningún otro parámetro.

La expresión que se ha utilizado para la penetración queda definida como sigue:

$$\text{penetración (\%)} = \frac{\text{potencia instalada de GD}}{\text{potencia contratada en el alimentador}} \times 100 \quad (1)$$

En lo que respecta al numerador de la ecuación anterior, existe también la posibilidad de utilizar la energía producida por la GD en vez de su potencia instalada. El efecto que esto produce en los resultados se analiza en la sección 4.3.

- **Dispersión y concentración de la GD:** La dispersión y concentración de la GD dentro del alimentador juega un papel importante en el impacto que pro-

duce la GD. No se producirá el mismo impacto si, por ejemplo, se instala un generador de 10 MW en un único nudo que si se instalan 10 generadores de 1 MW en 10 nudos diferentes. En ambos caso la potencia instalada es la misma (10 MW) pero el impacto que se producirá en la red será distinto.

Con el objeto de analizar el efecto de la dispersión y concentración, se han estudiado los siguientes escenarios:

- *Ideal*: Desde el punto de vista de dispersión, el escenario ideal es aquel en el cual se instala un generador en cada nudo donde existe demanda. Se considera que esto es ideal ya que en el hipotético caso de que la GD suministrara en cada instante exactamente la demanda de cada nudo, no existirían pérdidas.

En realidad, la idoneidad de este escenario depende de muchos otros factores como los que se han mencionado anteriormente sin embargo, se ha optado en esta tesis por denominar a este escenario con este calificativo.

- *Semi-ideal*: Tomando como referencia la definición del escenario ideal descrito anteriormente, se ha denominado como escenario semi-ideal aquél en el cual se instala GD en la mitad de los nudos con demanda.
- *3 generadores*: En este escenario, la potencia instalada de GD se reparte en tres nudos de la red. La asignación de los nudos se hace de manera determinista. Los resultados han demostrado que si en este escenario los generadores se instalan en lugares estratégicos se pueden obtener resultados similares a los escenarios con mayor dispersión.
- *1 generador*: Como su nombre lo indica, en este escenario toda la potencia instalada de GD se concentra en un único generador. Este es el peor escenario desde el punto de vista de dispersión y concentración, ya que toda la potencia instalada de GD está concentrada en un único punto de la red. Se han estudiado varios escenarios con la colocación del generador en diferentes nudos de la red.

El estudio se ha llevado a cabo analizando una amplia variedad de escenarios que incluyen los aspectos mencionados anteriormente, aplicados a una serie de alimentadores de diversa índole (urbano, semi-rural y rural). Los resultados obtenidos en este estudio se presentan en la siguiente sección.

4. Resultados

En el análisis del impacto de la GD sobre pérdidas se ha tenido en cuenta una serie de aspectos como la demanda, penetración de la GD, tecnología de la GD, etc. También se ha analizado el impacto de la topología del alimentador repitiendo el estudio para siete tipos distintos de alimentadores, siendo los resultados cualitativos muy parecidos en prácticamente todos los casos. Por ello, se ha optado por presentar en este capítulo úni-

camente los resultados correspondientes al alimentador semi-rural *cluster* 1. Los resultados correspondientes al resto de alimentadores se recogen en el Anexo 3.

A continuación se describe la sensibilidad de los resultados a cada uno de los aspectos estudiados.

4.1. Importancia de la demanda

Las pérdidas se originan por los flujos de potencia que circulan por el alimentador para suministrar las diversas demandas que existen en los nudos. La GD es una fuente de energía por lo que su instalación en un alimentador modifica los flujos por los diversos tramos de éste con la consiguiente modificación de las pérdidas: si los flujos disminuyen, las pérdidas disminuyen mientras que si los flujos aumentan, las pérdidas aumentan.

En principio, si la producción de la GD en un determinado instante es menor que la demanda del nudo en el cual se encuentra instalada, las pérdidas globales del alimentador en ese instante disminuirán ya que el flujo que tendrá que circular por el alimentador hacia ese nudo es menor. En el caso de que la producción de la GD en un determinado instante sea mayor que la demanda del nudo en el cual se encuentra instalada, no es tan fácil deducir cuál será el comportamiento de las pérdidas globales del alimentador en ese instante ya que éste depende de muchos factores (demanda en los nudos aguas abajo del nudo en el que está instalada la GD, distribución de los flujos en el resto de ramas, impedancia del tramo por el que se exporta la energía, etc.).

En el caso de estudiar hora a hora a lo largo de todo un año el comportamiento de las pérdidas (como es el caso del estudio que se ha realizado), tanto la demanda como la producción de la GD varían de una hora a otra. En la medida en que cualquiera de los comportamientos descritos en el párrafo anterior se repita a lo largo del año, así será el comportamiento global de las pérdidas. Esto es, en la medida en que se adapte el perfil de producción de la GD al perfil de demanda del nudo en el cual se encuentra instalado, en esa medida mejorarán o empeorarán las pérdidas. Por ejemplo, si la producción de la GD en cada nudo es exactamente igual que la demanda en cada nudo en cada hora, las pérdidas serán nulas ya que toda la demanda se suministrará localmente y no circulará ningún flujo por la red. En la medida en que la producción de la GD se aleje de ese perfil ideal, en esa medida existirán más pérdidas. Resulta por tanto vital la comprensión de la demanda para poder interpretar los resultados del impacto sobre pérdidas ocasionado por la GD.

En la Figura 13 se muestra el comportamiento horario de la demanda agregada total en el alimentador semi-rural *cluster* 1.

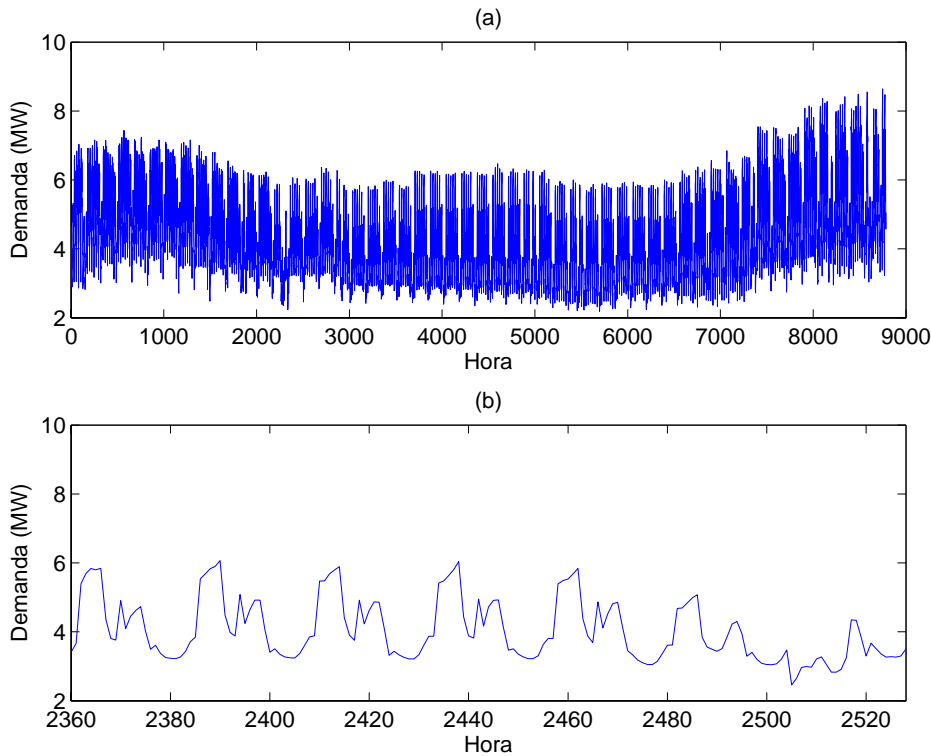


Figura 13. Evolución de la demanda agregada total en el alimentador *cluster* 1.

En la Figura 13 (a) puede verse que el período de mayor demanda en el año corresponde a los meses de invierno (diciembre - enero), manteniéndose más o menos uniforme el resto del año. A nivel horario, el perfil de demanda agregada presenta su máxima demanda al mediodía (12-14 h) con un repunte al final de la tarde o inicio de la noche (18-22 h). Este comportamiento es similar de lunes a viernes (días laborables), modificándose en fines de semana, principalmente los domingos.

En la Figura 14 se presenta la demanda agregada total en el resto de alimentadores estudiados. En esta figura se puede ver que el comportamiento es bastante similar en todos los alimentadores. Este comportamiento se debe a que los perfiles de cada tipo de tarifa son los mismos en cada alimentador, diferenciándose únicamente el número de clientes de cada tarifa y la potencia de cada uno de ellos en cada nudo.

Los *cluster* 1, 2 y 3 son del tipo semi-rural; los *cluster* 4 y 5 son rurales y los *clusters* 6 y 7 son del tipo urbano. La demanda en los primeros cinco *clusters* es bastante similar, con una punta bien definida en las horas centrales del día. En cambio, en los dos últimos *clusters*, además de la punta central, aparece otra punta bastante parecida en las últimas horas de la tarde. Hay que tener presente que los perfiles que se usaron atienden únicamente al tipo de tarifa y no diferencian entre clientes de la misma tarifa y diferente perfil de consumo. Por ejemplo, el perfil de consumo de un cliente con tarifa 2.0 es el mismo ya sea que se encuentre en una red urbana o en una red rural. La diferencia en los perfiles de cada *cluster* se debe únicamente a la cantidad de clientes de una u otra tarifa conectada en cada *cluster*. De ahí la similitud de los perfiles de todos los *clusters*.

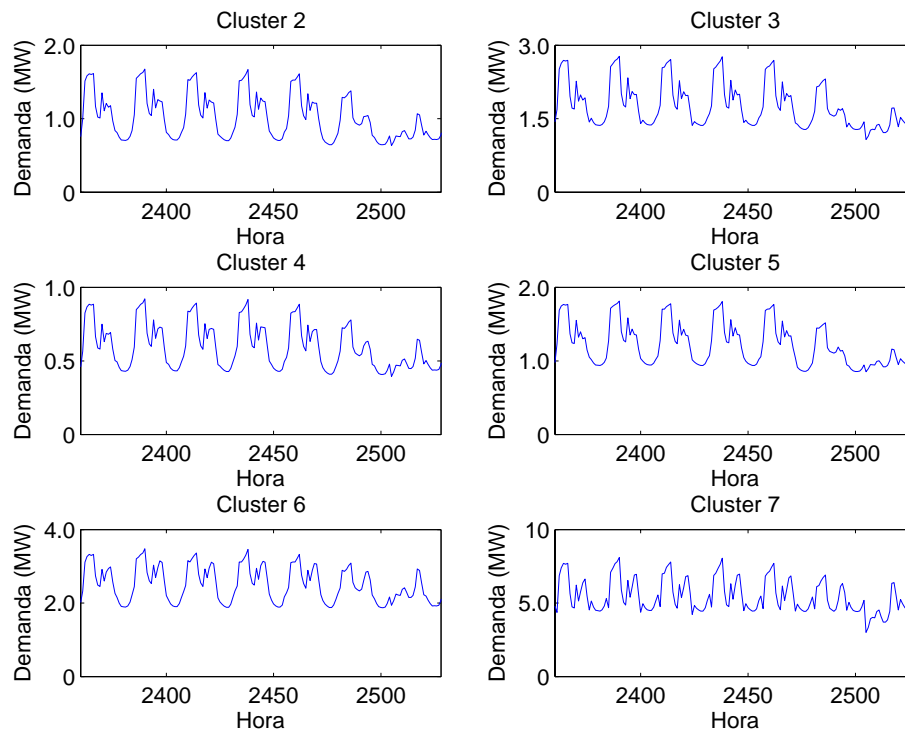


Figura 14. Demanda agregada total en el resto de *clusters*.

Vista la importancia de la demanda, sería muy interesante realizar un estudio para conseguir datos más precisos y realistas de la demanda, que caractericen mejor la diferencia entre distintos tipos de alimentadores. Esto puede realizarse en un futuro desarrollo de la presente tesis.

En las siguientes secciones se verá cómo la adaptación o falta de adaptación del perfil de producción de la GD al perfil de demanda descrito anteriormente influye en el impacto sobre pérdidas.

4.2. Sensibilidad a la penetración de la GD

En el estudio realizado, la cantidad de energía que produce la GD viene determinada por el nivel de penetración de ésta. En la siguiente figura se observa el comportamiento de las pérdidas ante el crecimiento de la penetración de la GD para diversas tecnologías (el análisis detallado de la sensibilidad de las pérdidas a la tecnología se presenta en la siguiente sección). El porcentaje de pérdidas anuales se ha calculado como la proporción entre las pérdidas totales anuales (suma de las pérdidas horarias) respecto a la demanda total anual (suma de la demanda horaria).

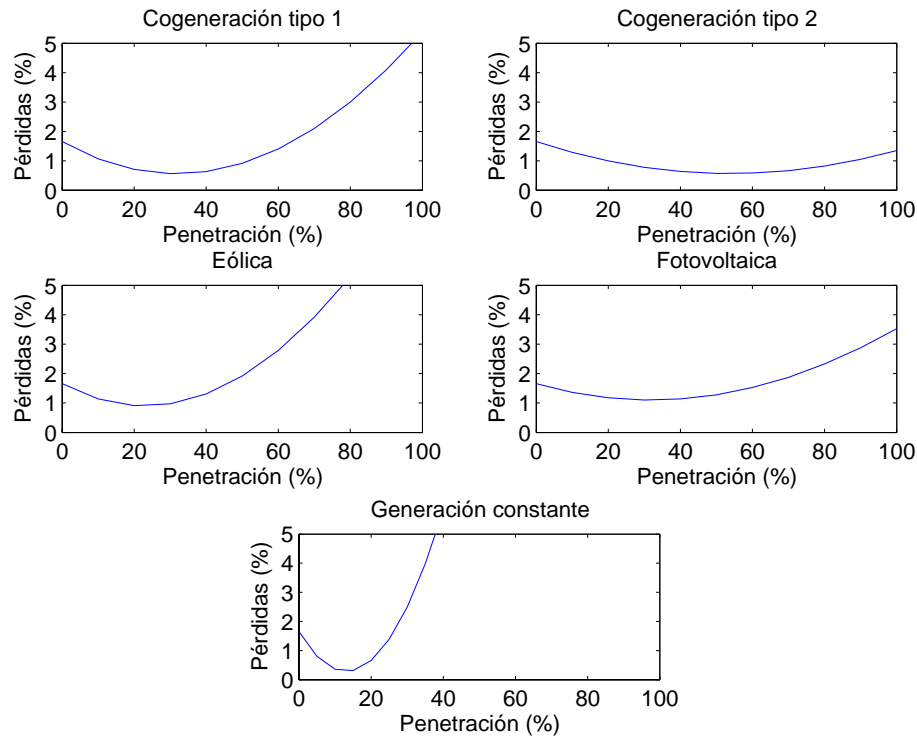


Figura 15. Comportamiento de las pérdidas ante diversos niveles de penetración y tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).

En la figura anterior se puede ver que, independientemente de la tecnología de GD, cuando el nivel de penetración es bajo, la instalación de GD en el alimentador disminuye las pérdidas. Al aumentar la penetración, esta tendencia sigue hasta alcanzar un valor mínimo para después comenzar a aumentar, pudiendo incluso llegar a ser mayores que en el caso sin GD (penetración = 0%). Es decir, en todos los casos, la curva de las pérdidas adopta una forma de *U*, variando únicamente el valor del mínimo alcanzado y un factor de forma horizontal que estira o encoge dicha curva en función de la tecnología de GD.

La principal conclusión que se puede extraer en este apartado es la siguiente:

El impacto de la GD en las pérdidas en función de la penetración presenta un comportamiento en forma de U: inicialmente las pérdidas disminuyen hasta alcanzar un valor mínimo y luego las pérdidas incrementan llegando incluso a superar el valor existente en el caso cuando no hay GD conectada. Todas las tecnologías y en todos los alimentadores se observó este comportamiento, variando únicamente el mínimo alcanzado y un factor de forma horizontal.

4.3. Sensibilidad a la tecnología de GD

Cada una de las tecnologías de GD presenta un perfil de producción distinto. Esta diferencia se debe principalmente al recurso primario que utilizan (viento, sol, combustibles fósiles, etc.) lo que lleva a que la producción de algunas tecnologías no se pueda contro-

lar. Como se explicó en el apartado 4.1, el impacto de las pérdidas depende en gran medida de la adaptación del perfil de producción de la GD al perfil de demanda, de ahí la sensibilidad del impacto sobre pérdidas respecto a cada tecnología de GD. Dependiendo del perfil de la inyección de energía de cada tecnología, así será la modificación que sufran los flujos en el alimentador y por ende la modificación de las pérdidas.

Por ejemplo, si toda la energía que se consume en cada instante en cada nudo del alimentador se suministra localmente, no circularía ningún flujo de potencia por ningún tramo del alimentador y no existirían pérdidas en el alimentador. Esto se podría conseguir si se instalara en cada nudo un generador cuyo perfil de producción coincidiera en cada instante con el perfil de demanda en el nudo en el cual se encuentra instalado. Dado que cada tecnología de GD presenta su propio perfil de producción y es prácticamente imposible que éste coincida en cada instante con la demanda en cada nudo, este efecto es muy difícil que se pueda conseguir con la instalación de GD. Lo ideal, desde el punto de vista de pérdidas, sería que el perfil de producción de la GD se asemeje lo más posible al perfil de consumo. En la medida que éste se aleje de dicho perfil ideal, en esa medida impactará la GD en las pérdidas.

En la Figura 16 se muestra la comparación del comportamiento de las pérdidas ante diversas tecnologías de GD.

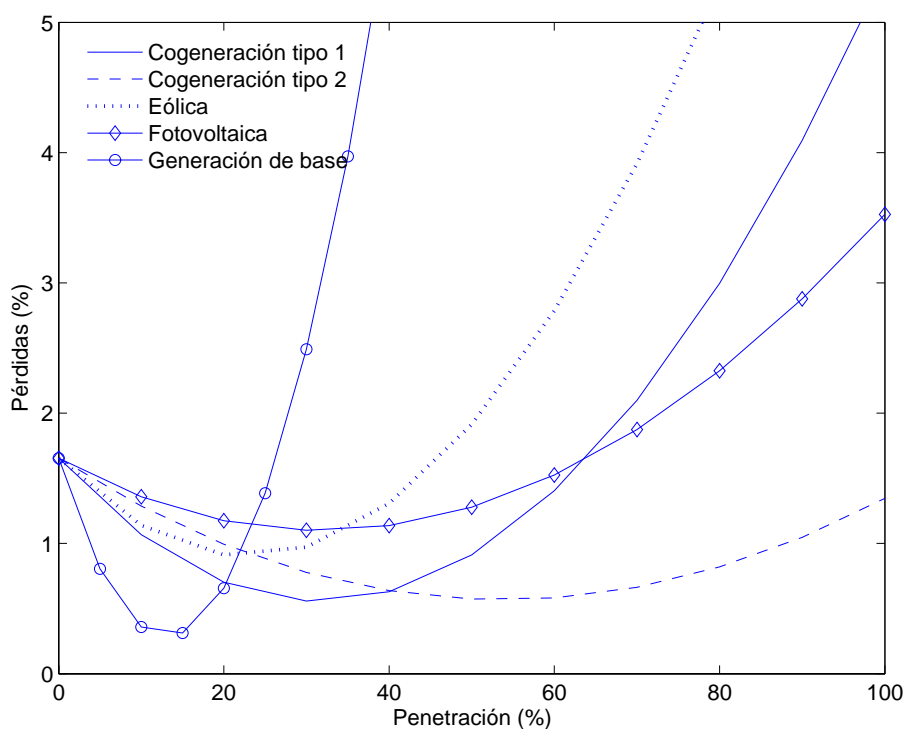


Figura 16. Comportamiento de las pérdidas ante diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).

En la figura anterior, se pueden comparar las diferencias existentes entre las curvas tipo *U* de cada una de las tecnologías que se presentaron en la Figura 15. La calidad de los resultados se puede medir en función del mínimo alcanzado y del ensanchamiento de las curvas.

El valor del mínimo depende de la calidad de adaptación del perfil de producción de la GD al perfil de demanda. Un menor valor del mínimo significa una mayor reducción

de pérdidas. En la figura anterior, se puede ver que la generación de base es la que obtiene el mejor mínimo y que después de ésta, la que obtiene mejores mínimos son los dos tipos de cogeneraciones. Este comportamiento se debe a que estas tecnologías se adaptan bien al perfil de demanda. Las tecnologías que menos reducen las pérdidas son la eólica y la fotovoltaica debido a que no se adaptan bien al perfil de demanda. Más adelante en esta sección, se profundiza en el comportamiento de las pérdidas debido a cada una de las tecnologías.

El ensanchamiento de las curvas de la Figura 16 depende del factor de utilización de la tecnología: a mayor factor de utilización, menor ensanchamiento de la curva y a menor factor de utilización, mayor ensanchamiento. Un mayor ensanchamiento se puede considerar positivo ya que significa que se puede instalar una mayor cantidad de GD (en MW) antes de que las pérdidas comiencen a incrementar. La generación de base es la tecnología que más energía produce por kW instalado (mayor factor de utilización) por lo que su curva de pérdidas presenta un menor ensanchamiento. La cogeneración tipo 2 y la fotovoltaica son las que tienen menor factor de utilización, produciendo un mayor ensanchamiento de la curva de pérdidas. El factor de utilización de la cogeneración tipo 1 y la eólica está a medio camino entre los factores de las tecnologías anteriores y la generación de base.

Con el objeto de profundizar en el ensanchamiento de las curvas, se pueden representar estas curvas introduciendo un cambio de escala horizontal individual en la penetración de cada tecnología. Esto es posible si se introduce en el numerador de la ecuación que define la penetración el factor de capacidad. El factor de capacidad no es más que la proporción entre la energía anual que realmente produce una instalación respecto a la energía que produciría dicha instalación si durante todas las horas del año produjera a su potencia nominal⁴. Esto es:

$$\text{factor de capacidad} = \frac{\text{Energía anual producida}}{8760 \times \text{Potencia nominal}} \quad (2)$$

Esto nos lleva a la siguiente definición de penetración:

$$\text{penetración (\%)} = \frac{\text{factor de capacidad} \times \text{potencia instalada de GD}}{\text{potencia contratada en el alimentador}} \times 100 \quad (3)$$

El empleo de este factor hace que un mismo nivel de penetración de dos tecnologías distintas signifique una misma inyección de energía en vez de una misma potencia instalada. De esta forma, las diferencias de variación de pérdidas de una tecnología a otra únicamente serán debidas al distinto perfil de producción.

En la siguiente tabla se muestran los valores utilizados de factor de capacidad así como los equivalentes en potencia instalada para un mismo nivel de penetración del 10%, asumiendo que la potencia contratada en el alimentador es de 20 MW.

⁴ El factor de capacidad es también equivalente a la proporción entre las horas equivalentes de la instalación y las horas totales del año.

Tabla 14. Efecto del factor de capacidad en la penetración de la GD.

Tecnología	Factor de capacidad	Penetración (%)	Potencia instalada (MW)
Cogeneración tipo 1	0,50	10	4,0
Cogeneración tipo 2	0,40	10	5,0
Eólica	0,25	10	8,0
Fotovoltaica	0,15	10	13,3
Generación constante	1,00	10	2,0

Como se puede observar en la tabla anterior, la potencia instalada para aquellas tecnologías con factor de capacidad bajo es mucho mayor que la de las tecnologías con factor de capacidad alto. Aplicando los factores de capacidad se obtienen las curvas que se presentan en la Figura 17. Esta representación permite apreciar el impacto del perfil horario de producción independientemente de la cantidad de energía inyectada.

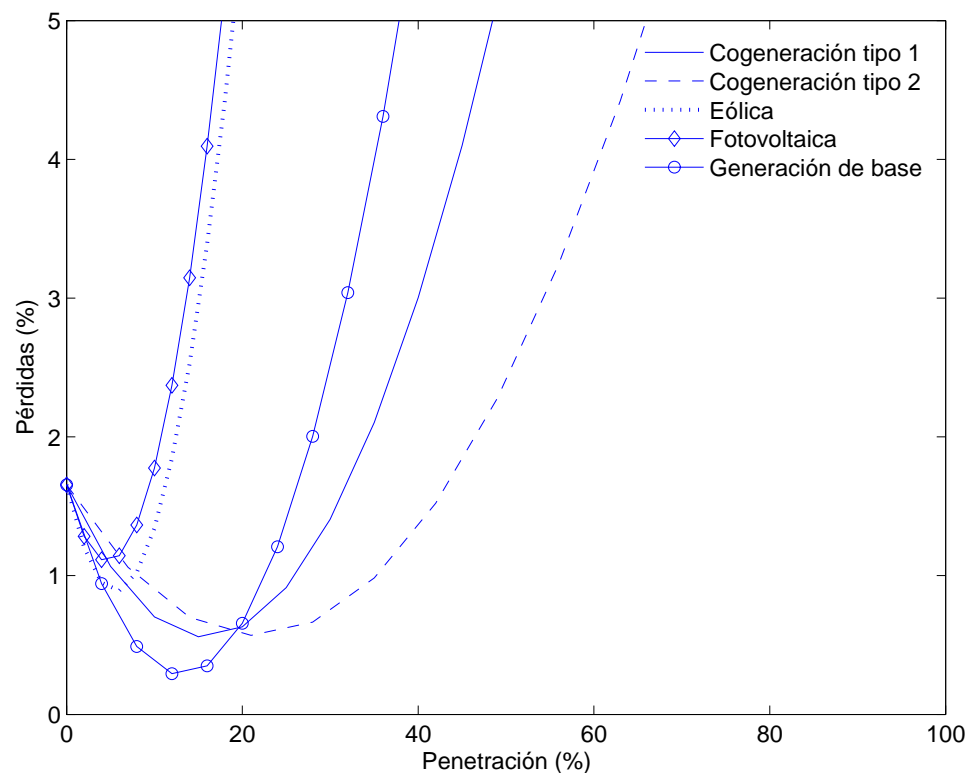


Figura 17. Comparación del impacto en pérdidas utilizando factores de capacidad (escenario de dispersión ideal).

Al introducir el factor de capacidad es más fácil valorar el efecto de los distintos perfiles pudiendo ordenarlos de mejor a peor de forma más clara que en el caso anterior. Los valores mínimos alcanzados por cada tecnología son los mismos que los de la Figura 16 y el efecto del factor de capacidad es estrechar cada una de las curvas en función de su factor de capacidad (la curva correspondiente a la generación de base no sufre ninguna modificación debido a que su factor de capacidad es la unidad).

De esta forma, se ve en la Figura 17 que la generación de base es la mejor de todas ya que el ensanchamiento que consigue es bastante similar que el de la cogeneración pero consigue un mejor mínimo. Los dos tipos de cogeneración consiguen mínimos similares entre sí pero no tan buenos como los de la generación de base. En el caso de la tecnología eólica y sobre todo en el caso de la fotovoltaica, se puede observar que sus

resultados empeoran debido a que el ensanchamiento de las curvas disminuye significativamente. Esto significa que para un mismo nivel de penetración medido en energía ahora estas tecnologías aumentan las pérdidas. Este comportamiento es debido a que estas tecnologías necesitan una mayor potencia instalada para producir una determinada cantidad de energía (mismo nivel de penetración) en relación a otras tecnologías. Esto pone de manifiesto la importancia de la definición del nivel de penetración a la hora de comparar los resultados de diversas tecnologías.

En los siguientes apartados se interpretan los resultados obtenidos con cada tecnología, sin tener en cuenta el factor de capacidad.

4.3.1. Cogeneración

Como se mencionó en la sección 3.1.1, se modelaron dos tipos de plantas de cogeneración: planta con vertido máximo en el día (cogeneración tipo 1) y planta con vertido máximo en la noche (cogeneración tipo 2). Un aspecto muy importante a la hora de interpretar los resultados obtenidos con esta tecnología es el hecho de que los perfiles históricos que se utilizaron en estos modelos corresponden al vertido neto de las instalaciones cogeneradoras, es decir, la producción de la planta menos el autoconsumo eléctrico de la instalación. Esta es una peculiaridad de la regulación española ya que las plantas cogeneradoras únicamente pueden inyectar a la red su producción neta. La utilización de perfiles netos significa que la instalación de cogeneración llevaría implícita la instalación de demanda adicional que no se encuentra presente cuando se simulan el resto de tecnologías de GD.

Este tipo de tecnología es de las que obtiene mejores resultados principalmente porque presentan un perfil de producción que se adapta más al perfil de demanda, tal como se puede ver en la Figura 18.

La calidad de los resultados se puede evaluar en función del valor mínimo alcanzado y de la rapidez o pendiente con que aumentan las pérdidas. La importancia del mínimo alcanzado radica en la cantidad de pérdidas que disminuye la GD mientras que la importancia de la rapidez con que aumentan las pérdidas radica en la cantidad de GD que puede instalarse en el alimentador sin aumentar las pérdidas.

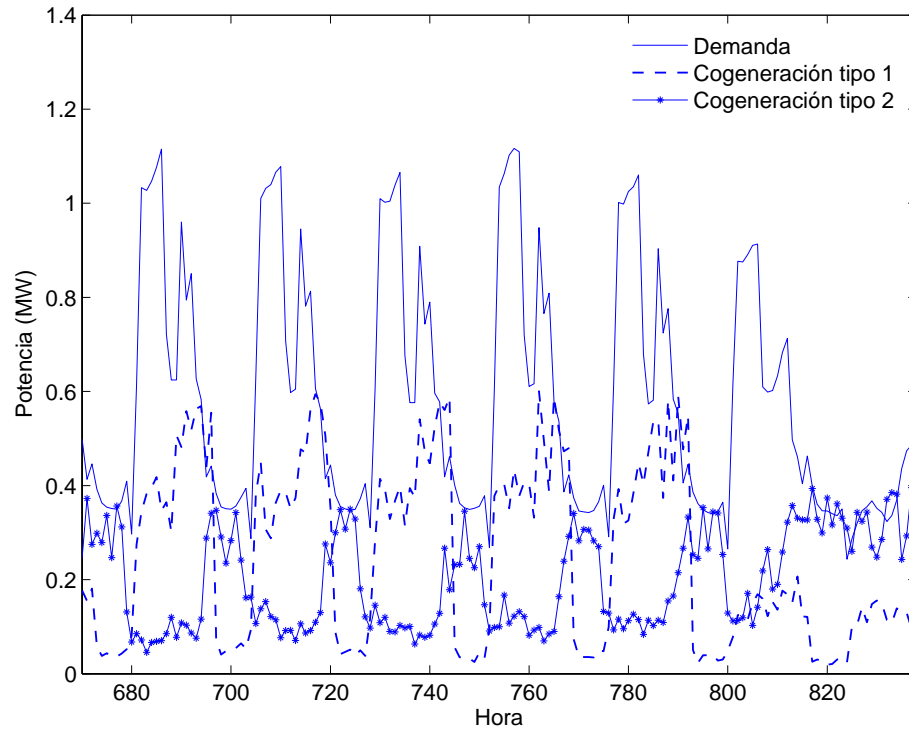


Figura 18. Adaptación de los perfiles de cogeneración al perfil de demanda.

En la Figura 16, el mínimo alcanzado por la cogeneración tipo 1 es ligeramente inferior que el alcanzado por la cogeneración tipo 2. Este comportamiento es debido a que el perfil de producción de la cogeneración tipo 1 se asemeja más a la demanda (mayor producción durante el día) que el perfil de producción de la cogeneración tipo 2 (mayor producción por la noche). La mayor diferencia radica en la rapidez en que cada tecnología alcanza el mínimo.

En la Figura 16, en el tramo entre 0-40% la cogeneración del tipo 1 obtiene menores pérdidas que la cogeneración tipo 2 mientras que para penetraciones mayores este comportamiento se invierte. Para comprender este comportamiento hay que tener presente, en primer lugar, la calidad de adaptación entre los perfiles de cogeneración y el perfil de demanda: la cogeneración tipo 1 sigue más o menos el mismo patrón que la demanda durante los 7 días de la semana mientras que la cogeneración tipo 2 vierte menos durante los días de la semana y más los fines de semana. Esto explica el mejor mínimo alcanzado.

En segundo lugar, la cogeneración tipo 2 presenta un perfil más plano, es decir, con menos variaciones horarias que la cogeneración tipo 1 por lo que es más probable que tenga un mayor número de horas en las que se adapta mejor al perfil de demanda que la cogeneración tipo 1. Por último, no hay que perder de vista que la metodología utilizada es una metodología horaria que calcula las pérdidas hora a hora durante un año por lo que en el resultado anual (suma de las pérdidas horarias) el perfil que se adapte mejor durante más horas del año será el que mejores resultados obtenga.

Para facilitar la explicación del comportamiento observado, se ha recurrido a la simplificación de los perfiles de demanda y cogeneración (ver Figura 19): la demanda permanece constante durante los días laborables y disminuye durante los fines de semana; la cogeneración tipo 1 produce más energía durante los días laborables que durante los fines de semana; la cogeneración tipo 2 produce más energía durante los fines de

semana que durante los días laborables. Estas asunciones se traducen en que, para penetraciones bajas, la cogeneración tipo 1 disminuye las pérdidas durante los 7 días de la semana (Figura 19 (a)) mientras que la cogeneración tipo 2 disminuye las pérdidas durante 5 días de la semana pero menos que la cogeneración tipo 1 y además puede llegar a aumentarlas durante el fin de semana (Figura 19 (b)). Es decir, para penetraciones bajas, la cogeneración tipo 1 consigue mayores reducciones de pérdidas que la cogeneración tipo 2. Para penetraciones altas, la cogeneración tipo 1 es sistemáticamente superior a la demanda los 7 días de la semana (Figura 19 (c)) mientras la cogeneración tipo 2 es sistemáticamente superior únicamente durante los fines de semanas (Figura 19 (d)). Es decir, para penetraciones altas, la cogeneración tipo 2 consigue mejor comportamiento de las pérdidas que la cogeneración tipo 1.

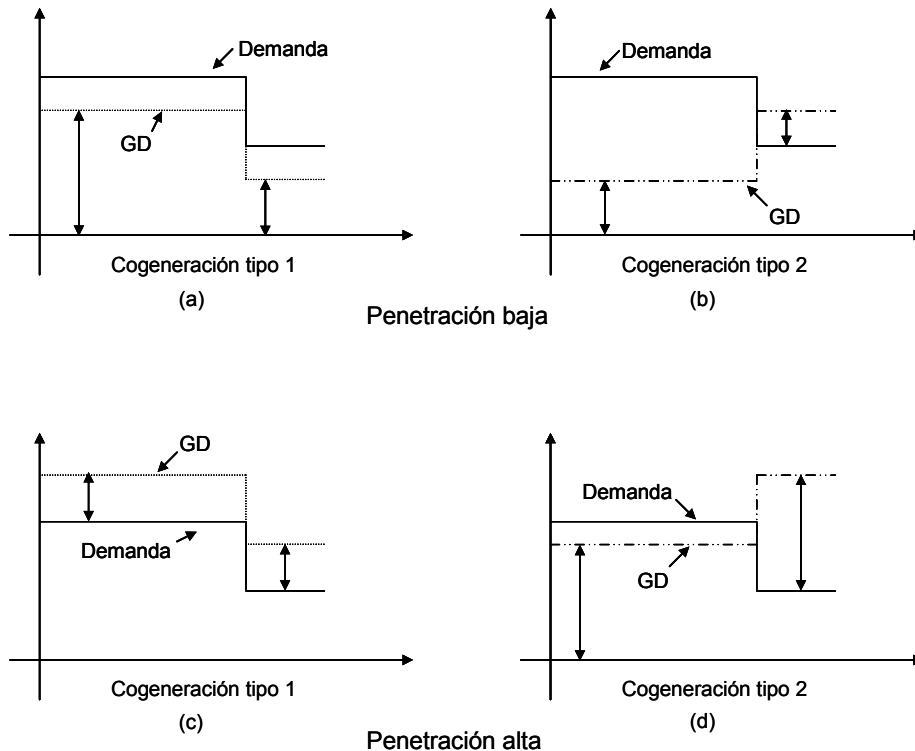


Figura 19. Adaptación del perfil de la cogeneración al perfil de la demanda.

4.3.2. Eólica

La generación eólica obtiene resultados discretos ya que la reducción de pérdidas conseguida es menor (el mínimo es mayor) que la cogeneración y la generación de base. Además, el estrechamiento de la curva o la rapidez con la que las pérdidas aumentan es mayor que en las susodichas tecnologías (ver Figura 16).

El problema de esta tecnología es que su perfil de producción no se adapta al perfil de demanda ya que su producción depende de un recurso (el viento) que presenta variaciones de carácter aleatorio que no tienen ninguna correlación con la demanda. Por esta razón, es muy difícil que la producción de esta tecnología coincida con los requerimientos de demanda del alimentador. Sin embargo, en muchas horas del año, e.g. cuando su producción es menor a la demanda del nudo, puede contribuir a disminuir las pérdidas lo cual se refleja en la reducción de pérdidas que consigue.

Un aspecto muy importante al modelar esta tecnología es el nivel de correlación entre las distintas plantas conectadas en el mismo alimentador. La existencia de correlación es probablemente el caso más frecuente en las redes de distribución ya que la longitud de éstas no suele ser muy grande y las variaciones significativas del viento tienen lugar en áreas geográficas distantes. Si no se introduce dicha correlación en el modelado de la producción de las distintas plantas, los resultados pueden ser erróneos.

Debido a esto, la curva presentada en la Figura 16 incluye correlación entre las instalaciones. En este caso, la correlación se obtuvo gracias a que se generó un único perfil de producción utilizando el modelo descrito en la sección 3.1.1 y a partir de éste se superpuso un ruido aleatorio ajustado a $\pm 10\%$ del perfil de referencia para diferenciar la producción de cada instalación.

La ausencia de correlación produce que las variaciones entre una y otras instalaciones se cancelen, obteniéndose un perfil agregado más suave. Para evaluar este efecto, en la Figura 20 se ha comparado el comportamiento de las pérdidas cuando las instalaciones tienen correlación y cuando no existe correlación. En el caso sin correlación el perfil de producción de cada instalación eólica se obtuvo corriendo el modelo descrito en la sección 3.1.1 de forma independiente para cada instalación.

Como puede verse en la Figura 20, la ausencia de correlación puede llevar a obtener resultados muy distintos. Este aspecto toma mayor relevancia al aumentar el número de generadores. Los resultados obtenidos se deben a que, si existe correlación, la producción total equivale a la producción de un eólico de mayor potencia pero con la misma aleatoriedad. Si no existe correlación, el perfil total que se obtiene se aplanan, lo cual es bueno desde el punto de vista de pérdidas pero no es real.

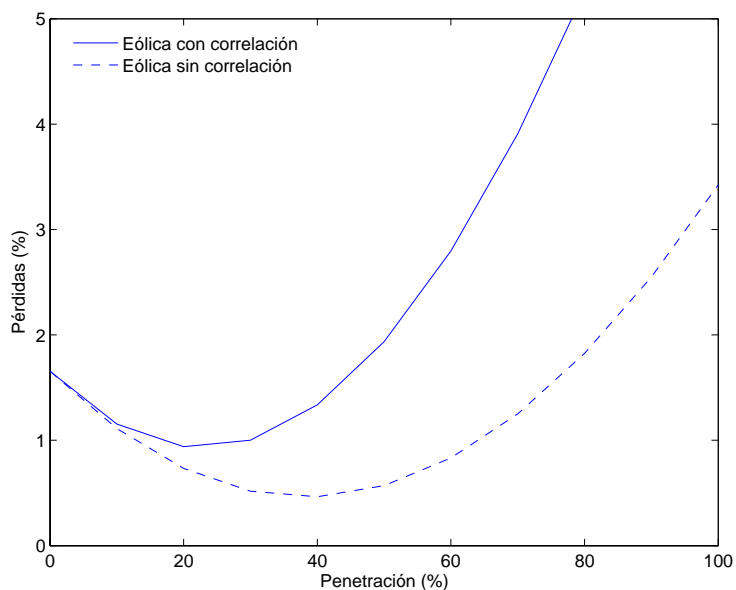


Figura 20. Efecto de la correlación de las instalaciones eólicas (escenario de dispersión ideal).

4.3.3. Fotovoltaica

En la Figura 16 se puede observar que esta tecnología es la que menor reducción de pérdidas consigue. Si bien es cierto que su producción se puede adaptar bien al perfil de

demanda (mayor producción en las horas del mediodía), esta tecnología no es capaz de aportar energía durante las horas de la noche por lo que no tiene ningún impacto sobre las pérdidas en esas horas. Esto produce que en el cómputo anual, la disminución de pérdidas sea menor que para el resto de tecnologías.

En el caso de esta tecnología, también existe el efecto de la correlación entre las plantas situadas en un mismo alimentador dadas que todas dependen del mismo recurso: el sol. Sin embargo, su incidencia en los resultados es menor debido a que la aleatoriedad del modelo afecta únicamente a los coeficientes de corrección por efecto de las nubes (para más detalle ver el Anexo 1).

4.3.4. Generación de base

La generación de base es la tecnología que alcanza el mejor mínimo de todas las tecnologías, es decir, obtiene la mayor reducción de pérdidas. Sin embargo, esta tecnología presenta el mayor estrechamiento de la curva de pérdidas, esto es, consigue una rápida disminución de pérdidas con valores bajos de penetración pero éstas comienzan a aumentar rápidamente con penetraciones relativamente pequeñas, alcanzando valores muy elevados (ver Figura 16).

El menor mínimo se explica porque con valores bajos de penetración, la generación constante produce que, sistemáticamente durante todas las horas del año, el flujo residual en el nudo (flujo que tiene que suministrar el alimentador) disminuya mientras que con penetraciones mayores este comportamiento se invierte. Dicho comportamiento se ilustra en la siguiente figura.

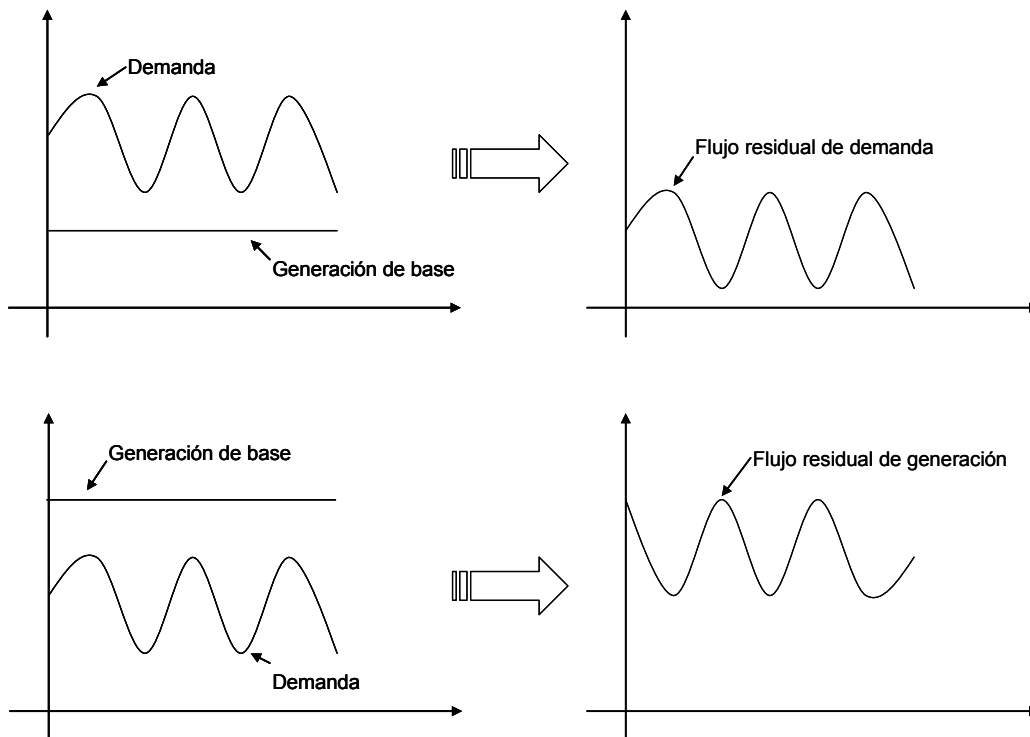


Figura 21. Comportamiento del flujo residual debido a la generación constante.

El estrechamiento de la curva de pérdidas se explica porque este tipo de generación produce durante todas las horas del año a su potencia nominal lo cual significa que por cada MW instalado produce mucha más energía que cualquier otra tecnología. Valores bajos de penetración en esta tecnología significa grandes cantidades de energía, lo cual equivaldría a mayores penetraciones en otras tecnologías.

De los resultados obtenidos con las diversas tecnologías se puede concluir lo siguiente:

Con todas las tecnologías se ha obtenido un comportamiento similar de curva tipo U. Las diferencias básicas consisten en el mínimo alcanzado y el estiramiento o estrechamiento de las curvas. La bondad del impacto depende en gran medida de la adaptación del perfil de producción de la GD al perfil de demanda.

4.4. Sensibilidad a la dispersión y concentración de la GD

La dispersión y concentración de la GD dentro del alimentador es un aspecto muy importante al analizar el impacto sobre pérdidas ya que, para un mismo nivel de penetración y tecnología de GD, la modificación de los flujos dependerá de la ubicación de ésta y de la concentración de potencia existente en cada nudo. El impacto en pérdidas no será el mismo, por ejemplo, si se instala un generador de 10 MW en nudo que si se instalan 10 generadores de 1 MW en 10 nudos distintos. La penetración es la misma en ambos casos pero los resultados pueden diferir significativamente.

Para analizar el impacto de estos aspectos, se simularon los escenarios descritos en el capítulo 3 (ideal, semi-ideal, 3 GDs y 1 GD). En cada escenario estudiado los generadores se instalaron en los siguientes nudos (el diagrama unifilar y las características de los alimentadores están recogidas en el Anexo 1):

Tabla 15. Nudos de instalación de la GD en los diversos escenarios estudiados.

Escenario	nudos
Ideal	2, 3, 4, 8, 10, 12, 13, 16, 17, 19, 20 y 21
Semi-ideal	2, 4, 10, 13, 17y 20
3GDs	13, 17 y 21
1 GD (a)	13
1 GD (b)	17
1 GD (c)	21

En la Figura 22 se muestran los resultados de todos los escenarios clasificados por tecnología de GD mientras que en la Figura 23 se muestran los resultados de todas las tecnologías clasificados por escenario de dispersión.

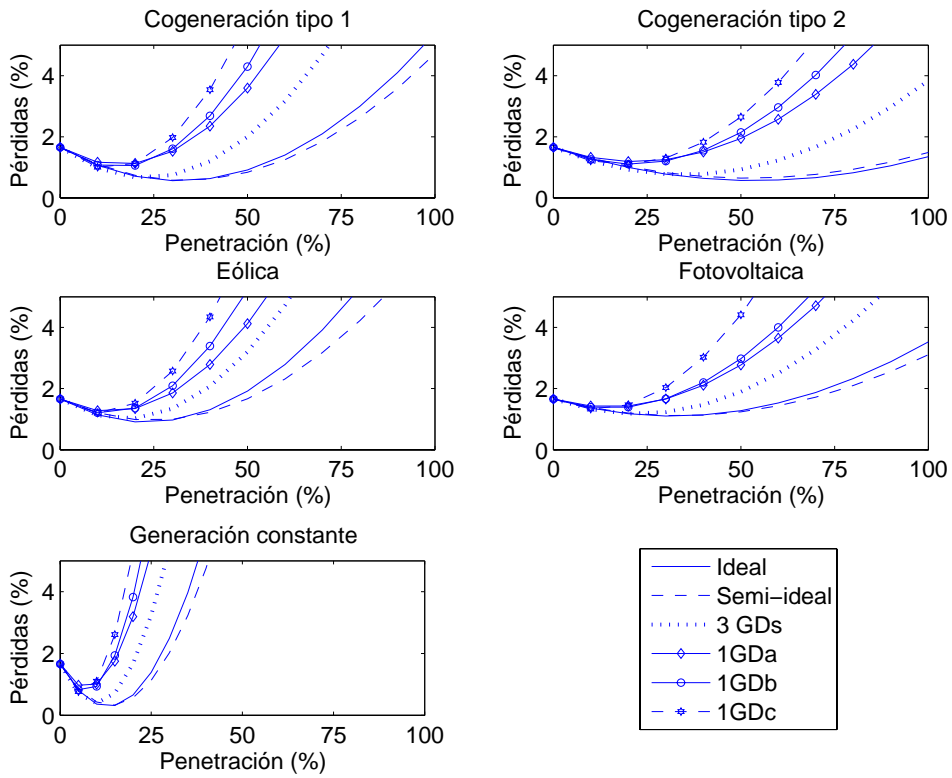


Figura 22. Resultados clasificados por tecnología.

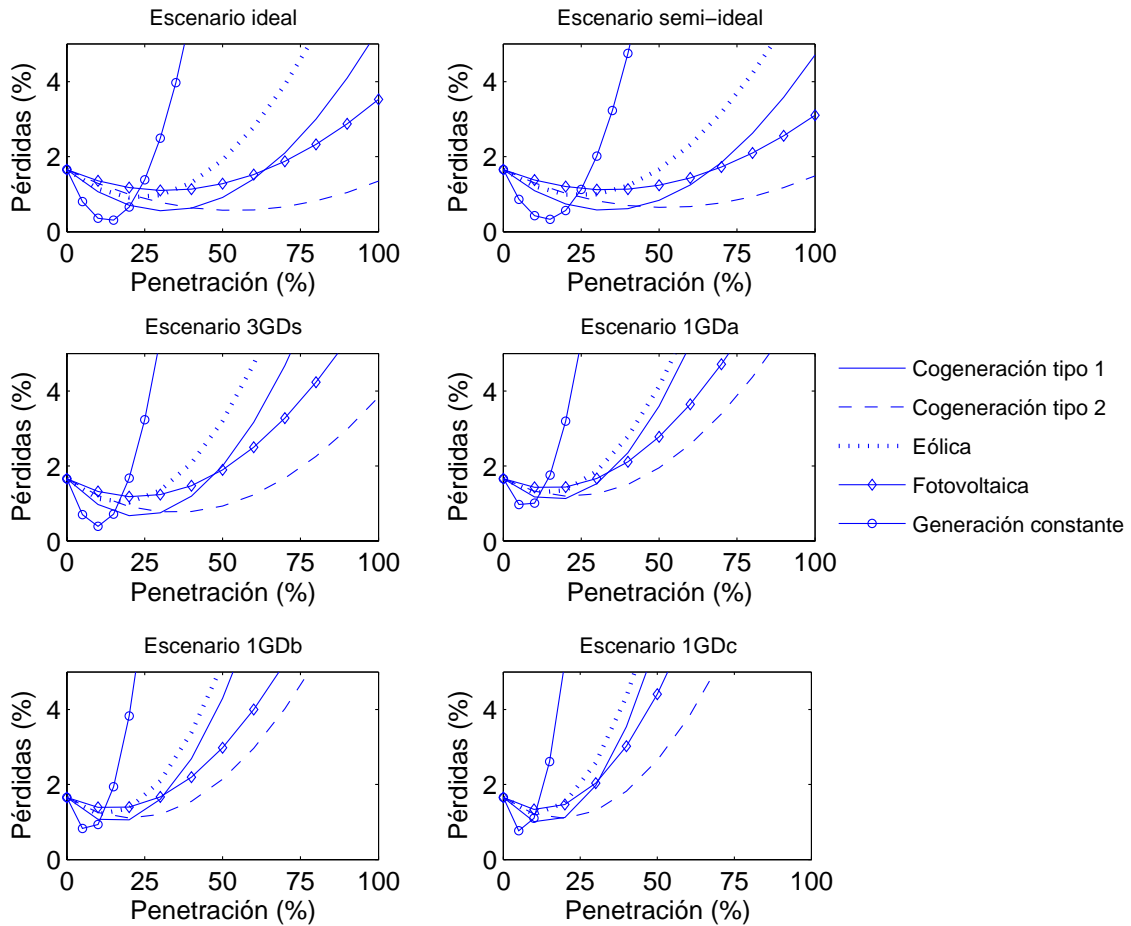


Figura 23. Resultados clasificados por escenario de dispersión.

Como puede verse en las figuras anteriores, al aumentar la dispersión y disminuir la concentración el mínimo disminuye, la curva de pérdidas se estira y la rapidez con que crecen las pérdidas disminuye. Se debe tener cuidado al interpretar los resultados del escenario semi-ideal ya que en este escenario el reparto de potencia se hace atendiendo a la potencia contratada en cada nudo elegido (la mitad de los nudos con demanda) respecto a la suma de potencia de dichos nudos y no respecto al peso que tiene cada nudo en la potencia total del alimentador. Es decir, el reparto no tiene en cuenta la importancia real o peso que tiene dicho nudo en el alimentador. Además, la elección de los nudos en los que se instala la GD se hace únicamente atendiendo a la numeración del nudo y no a ningún parámetro que atienda a su ubicación en el alimentador. Esto significa que, en función de los nudos elegidos para el escenario semi-ideal, el estiramiento de la curva puede variar. Por tanto, no se puede generalizar que este escenario consiga siempre estirar más la curva de pérdidas que el escenario ideal, y en principio, este escenario debería producir un menor estiramiento de la curva de pérdidas.

Al comparar entre sí los resultados cuando existe un único generador, se puede ver que la curva de pérdidas se estrecha (las pérdidas crecen más rápido) cuando el nudo de la GD está más alejado de la cabecera del alimentador. Este comportamiento se explica por la circulación de los flujos cuando un generador alejado exporta energía aguas arriba del nudo en el cual se encuentra instalado. En general, los tramos más alejados de la cabecera de un alimentador radial suelen tener secciones menores (mayor impedancia) que el resto de tramos por lo que la exportación de energía por esos tramos puede ocasionar que las pérdidas aumenten más rápidamente que en otros escenarios. Esto es, las pérdidas marginales son mucho mayores cuanto más alejado se encuentra el nudo. El impacto marginal afecta tanto la disminución como el aumento de las pérdidas.

En la Figura 23 también se puede observar que el orden de las curvas de las diversas tecnologías se mantiene en todos los escenarios, variando únicamente los valores mínimos y máximos que se alcanzan. Cuanto más concentrada está la GD, más peso tiene la variable concentración y menos peso la semejanza al perfil de demanda. Esto hace que la diferencia entre tecnologías se reduzca.

A la luz de los resultados obtenidos en esta sección, se puede concluir lo siguiente:

La mayor dispersión de la GD consigue una mayor reducción de pérdidas y produce un estiramiento de la curva de pérdidas, lo cual se puede considerar un efecto positivo. En casos con pocos generadores, la lejanía del nudo donde se instala la GD respecto del tramo de cabecera puede ser perjudicial ya que la rapidez con la cual crecen las pérdidas puede aumentar.

4.5. Sensibilidad a la energía reactiva

La GD, además de ser una fuente de energía activa, puede ser también una fuente o sumidero de energía reactiva. La capacidad para generar o absorber energía reactiva depende de las características técnicas del generador por lo que dicha capacidad no está disponible para todas las tecnologías de GD (para más detalle ver el capítulo 2). Los

flujos de energía reactiva inciden directamente en las pérdidas por lo que el control que la GD haga de su energía reactiva influirá en el impacto de ésta sobre las pérdidas.

En la actualidad, las distribuidoras suelen tratar a la GD como una demanda negativa (nudo tipo *PQ* en los estudios de flujo de carga), exigiéndoles que operen a un determinado valor de factor de potencia, generalmente a valor unitario. Independientemente de la capacidad de control, para sacar el mayor provecho posible a la capacidad de la GD de generar o absorber energía reactiva, sería necesario dejar de considerar a la GD como un elemento pasivo (demanda negativa) y considerarla como un elemento activo más en la red (un generador con capacidad de control de tensión). Para poder analizar el impacto de dicho control, es necesario utilizar un algoritmo de flujo de cargas que admita nudos PV. En esta tesis, se ha utilizado el algoritmo Newton-Raphson.

Para ilustrar el impacto que se puede llegar a tener, se ha simulado una de las tecnologías con capacidad de control de tensión (cogeneración tipo 1) empleando un esquema de control de tensión basado en los valores de tensión del escenario sin GD. En este ejemplo, las consignas se asignaron tomando como referencia las tensiones en el caso base e incrementándolas en un 5%. Dicha estrategia de control no pretende obtener los mejores resultados y únicamente se ha utilizado para ilustrar cómo un sencillo cambio en la gestión de la reactiva de la GD puede afectar los resultados. Los resultados obtenidos se pueden observar en la siguiente figura:

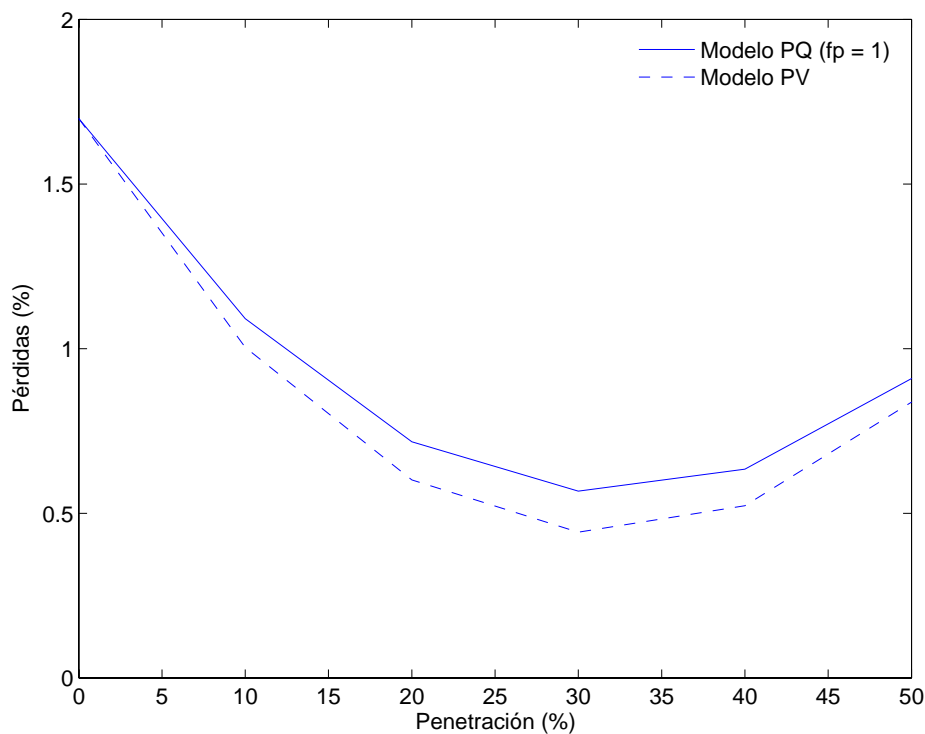


Figura 24. Influencia de la energía reactiva en las pérdidas (escenario de dispersión ideal).

En la figura anterior, se puede ver que gracias al modelado de la GD como un generador con capacidad de control de tensión, las pérdidas disminuyen más que cuando se modela como un elemento pasivo. Esto significa que las distribuidoras podrían aprovechar este recurso para mejorar el nivel de pérdidas en sus redes.

Es de prever, que con una estrategia de optimización de la energía reactiva se obtengan mejores resultados que los presentados en la figura anterior. Idealmente, la consigna de tensión de estos nudos debería asignarse en función de los requerimientos en tiempo

real del alimentador. Esto requeriría un proceso de control y gestión de las redes de distribución que en la actualidad se antoja prácticamente imposible. Probablemente, cuando las redes activas sean una realidad, esto sea lo habitual.

La principal conclusión referente a la sensibilidad de las pérdidas a la energía reactiva es:

La gestión del consumo o generación de energía reactiva de la GD debe ser considerada a la hora de evaluar el impacto de la GD sobre las pérdidas. Esta gestión es un recurso que podrían utilizar las distribuidoras para mejorar el nivel de pérdidas en sus redes.

5. Aplicación práctica

Los resultados presentados en la sección anterior, podrían ser una herramienta útil para estimar el impacto que produciría la conexión de nueva GD en un determinado alimentador. En este sentido, es posible tabular los resultados para todos los tipos de alimentadores y todos los escenarios de GD, de manera que estos resultados estén disponibles cuando una nueva GD solicite su conexión a un alimentador. Esto permitiría saber de antemano los efectos que producirá la GD en las pérdidas en cada caso concreto.

Cuando una nueva GD solicitase su conexión, sería necesario únicamente determinar el escenario teniendo en cuenta el tipo de alimentador, la penetración, la tecnología y la dispersión de la GD, y utilizando la tabla correspondiente a ese escenario se determinaría el impacto de la GD.

Si un generador desea conectarse en un determinado alimentador, los pasos que se deberían seguir son los siguientes:

- *Determinar el tipo de alimentador:* La distribuidora debe tener clasificados todos sus alimentadores de manera que cualquiera de éstos pueda identificarse como perteneciente a un determinado tipo.
- *Determinar el escenario de dispersión:* En función del número de generadores que se encuentren instalados y de la ubicación del nuevo generador, se debe determinar el nuevo escenario de dispersión de GD que se produce en el alimentador.
- *Determinar el nivel de penetración:* Teniendo en cuenta la GD que ya se encuentra instalada en el alimentador, la potencia del nuevo generador y la capacidad del alimentador, se tiene que determinar el nuevo nivel de penetración que se produce en el alimentador.
- *Estimar la variación de las pérdidas:* Con la información recabada en los pasos anteriores, se debe seleccionar la tabla correspondiente y estimar el impacto de la GD en las pérdidas.

Con el objeto de ilustrar el proceso descrito anteriormente, a continuación se presenta un ejemplo práctico.

Un promotor de instalaciones fotovoltaicas ha decidido llevar a cabo un proyecto de granja fotovoltaica compuesta por 10 parcelas de 100 kW cada una. Cada parcela tendrá un titular distinto. Dicha granja está localizada en una zona semi-rural y la red más cercana a la que puede conectarse es un alimentador de 20 kV en el cual existe una demanda contratada de 10 MW. La distribuidora, teniendo en cuenta el desarrollo de la GD en las redes de distribución, ha llevado a cabo una serie de estudios similares a los presentados en este capítulo que le han permitido elaborar tablas de impacto de la GD en pérdidas. La distribuidora tiene clasificado el alimentador en cual ha solicitado la conexión el promotor fotovoltaico como semi-rural *cluster* 1. Suponiendo que no existe ningún otro generador conectado en el alimentador, el proceso de estimación del impacto en pérdidas que produciría la conexión de la granja fotovoltaica sería:

- Tipo de alimentador: La distribuidora tiene clasificado al alimentador como del tipo semi-rural *cluster* 1.
- Escenario de dispersión: Al no existir ningún otro generador conectado, la conexión del proyecto fotovoltaico produciría un escenario de dispersión de un generador.
- Penetración: Dado que el tamaño de la granja fotovoltaica es de 1 MW (10x100kW) y que la potencia contratada es de 10 MW, el nivel de penetración sería del 10% (ver ecuación (1)).
- Variación de pérdidas: La distribuidora ha realizado estudios de impacto de la GD en pérdidas como los presentados en este capítulo y dispone de tablas que permiten cuantificar dicho impacto (ver la Tabla 16 que ha sido obtenida de los resultados de la Figura 23 en el escenario 1GDa). Utilizando dicha tabla, se determina que la instalación del proyecto fotovoltaico produciría una disminución de las pérdidas del 14%.

Tabla 16. Modificación de las pérdidas en el escenarios del 10%.

Tecnología	Cambio en pérdidas (penetración del 10%)
Cogeneración tipo 1	-29%
Cogeneración tipo 2	-20%
Eólica	-23%
Fotovoltaica	-14%
Generación de base	-39%

Dada la dificultad de elaborar tablas para todos los escenarios posibles, se podría interpolar linealmente entre los valores de una determinada tabla. Por ejemplo, si las tablas se elaboran para incrementos de penetración del 10% y el nivel de penetración no coincide exactamente con un valor de la tabla, se podría interpolar linealmente entre los dos valores más cercanos para obtener el valor correspondiente a dicho nivel de penetración. Incluso, se podría interpolar entre tablas de distintos escenarios de dispersión para disminuir el número de tablas que se deben elaborar.

El tipo de información que se obtiene de una metodología como la descrita anteriormente puede ser muy útil a la hora de diseñar mecanismos regulatorios que envíen

señales a la GD referentes a su impacto en pérdidas. En el capítulo 6 se propone una metodología similar con el objeto de enviar señales de operación a la GD referentes a su impacto en pérdidas.

6. Resumen y conclusiones

El presente capítulo ha estudiado el impacto de la GD en pérdidas, realizando un estudio que ha permitido caracterizar el comportamiento de las pérdidas cuando se conecta GD. En dicho estudio, se han analizado una gran diversidad de escenarios considerando diversas tecnologías de GD, diversos niveles de penetración de GD y diversa dispersión y concentración de GD. Los resultados presentados en este capítulo corresponden al alimentador semi-rural *cluster* 1, presentándose los resultados para el resto de alimentadores en el Anexo 3.

Las pérdidas pueden clasificarse en pérdidas fijas y pérdidas variables. Si las pérdidas fijas se asumen constantes, éstas se pueden despreciar en el estudio del impacto de la GD en las pérdidas ya que la GD no tendría prácticamente ninguna incidencia sobre ellas. La GD sí influye en las pérdidas variables ya que al suministrar localmente demanda o al inyectar energía a la red modifica los flujos y por consiguiente las pérdidas. Por esto, en esta tesis el estudio del impacto sobre pérdidas se limitó a estudiar únicamente las pérdidas variables.

En la literatura se han encontrado evidencias de que la GD puede contribuir a disminuir las pérdidas (impacto positivo) o aumentarlas (impacto negativo). El hecho de que el efecto sobre las pérdidas sea positivo o negativo depende de factores tales como la ubicación de la GD, tamaño de la GD, energía reactiva consumida o producida por la GD, etc. Sin embargo, los estudios sobre pérdidas que se encontraron en la literatura son parciales, involucrando únicamente unas pocas variables. No se ha encontrado ninguna investigación que tenga en cuenta todas las variables relevantes en un único estudio. Además, los estudios suelen analizar únicamente escenarios concretos de demanda (punta de verano, punta de invierno, etc.), dejando de lado la amplia variación que puede presentar la demanda y la producción de la GD a lo largo del año.

Con el objeto de solventar estos inconvenientes, el estudio llevado a cabo en esta tesis considera una serie de escenarios que tienen en cuenta factores como la tecnología de GD, la penetración de la GD y la dispersión y concentración de la GD. El estudio recurre a una metodología basada en el cálculo horario a lo largo de todo un año, calculando en cada hora el flujo de cargas en el alimentador. La metodología consiste básicamente en comparar las pérdidas anuales calculadas hora a hora en escenarios con y sin GD. Si las pérdidas en escenarios con GD son menores que en escenarios sin GD, la GD estaría disminuyendo las pérdidas. Por el contrario, si las pérdidas con GD son mayores que en el caso sin GD, ésta estaría aumentando las pérdidas.

Dada la alta carga computacional que requiere esta metodología horaria, se probaron diversos algoritmos para tratar de disminuir dicha carga. Los algoritmos probados fueron: flujo de cargas por el método de Newton-Raphson, flujo de cargas radial, flujo de cargas radial simplificado, estimación por sensibilidades y estimación por períodos tari-

farios. Los mejores resultados se obtuvieron con el algoritmo radial pero éste tiene el inconveniente de no permitir el modelado de nudos tipo PV. Si se quiere analizar el impacto del control de reactiva es necesario recurrir al método de Newton-Raphson.

La comprensión del comportamiento de la demanda es fundamental para entender el impacto que puede producir la GD en las pérdidas. La calidad del impacto depende de la calidad de adaptación del perfil de producción de la GD al perfil de demanda del alimentador. A mayor adaptación, mejores resultados y viceversa.

Los resultados han demostrado que al conectar GD en las redes de distribución, las pérdidas presentan un comportamiento tipo U , es decir, disminuyen para valores de penetración bajos, alcanzan un valor mínimo y luego comienzan a incrementarse.

Dado que el impacto en pérdidas depende de la modificación que sufren los flujos y dado que dicha modificación depende de la producción de energía de la GD, cada tecnología de GD puede producir un impacto distinto. En los estudios realizados, la única diferencia que se encontró entre tecnologías es el valor mínimo alcanzado y el ensanchamiento de las curvas.

La cogeneración obtuvo buenos resultados dado que su perfil de producción se adapta bien al perfil de demanda del alimentador. De las dos tecnologías de cogeneración estudiadas, la cogeneración tipo 1 obtuvo un menor mínimo debido a que su perfil de producción se asemeja más al de la demanda (mayor producción durante el día). La GD eólica obtuvo resultados discretos debido a que, dada su característica aleatoria, su perfil de producción no se adapta muy bien al perfil de demanda. La tecnología solar obtuvo los resultados más discretos a pesar de tener un perfil en principio parecido al de la demanda. Esto se debe a que no es capaz de aportar energía durante las horas de la noche. La generación de base obtuvo buenos resultados pero es la tecnología que produce un crecimiento más rápido de las pérdidas, incluso con valores de penetración relativamente pequeños.

Al introducir el factor de capacidad en la definición de la penetración, es más fácil valorar el efecto de los distintos perfiles pudiendo ordenarlos de mejor a peor de forma más clara. La generación de base es la mejor de todas ya que el ensanchamiento que consigue es bastante similar que el de la cogeneración pero consigue un mejor mínimo. Los dos tipos de cogeneración consiguen mínimos similares entre sí pero no tan buenos como los de la generación de base. En el caso de la tecnología eólica y sobre todo en el caso de la fotovoltaica, se puede observar que sus resultados empeoran debido a que el ensanchamiento de las curvas disminuye significativamente. Esto significa que para un mismo nivel de penetración en energía ahora estas tecnologías aumentan las pérdidas. Este comportamiento es debido a que estas tecnologías necesitan una mayor potencia instalada para producir una determinada cantidad de energía en relación a otras tecnologías.

La mayor dispersión y menor concentración de la GD mostró ser beneficiosa para el impacto sobre pérdidas: a mayor dispersión, mayor ensanchamiento de las curvas de pérdidas. En casos de gran concentración, la lejanía de la ubicación de la GD puede ser perjudicial dependiendo de la ubicación de la demanda y de los tramos de líneas por los cuales tiene que circular la energía producida por la GD.

La gestión de la energía reactiva que absorbe o consume la GD influye en el impacto sobre pérdidas. El aprovechamiento por parte de las distribuidoras de este recurso puede llevar a obtener mejores resultados.

Las aportaciones principales en este capítulo han sido la identificación y formulación de los parámetros fundamentales en el impacto de la GD (perfil de demanda, perfil de producción de la GD, penetración y dispersión de la GD); el desarrollo y puesta en práctica de una metodología para evaluar el impacto de la GD en pérdidas atendiendo a las variables más importantes y el análisis de las sensibilidades de las pérdidas a estos parámetros. Adicionalmente, se desarrollaron los modelos para simular los perfiles de producción de la GD y se revisó el estado del arte del estudio del impacto de la GD en las pérdidas.

Los desarrollos de este capítulo han dado lugar a la siguiente publicación:

V. H. Méndez, J. Rivier, J. I. de la Fuente, T. Gómez, J. Arceluz, and J. Marín: ***“Impact of Distributed Generation on Distribution Losses”***, Proceedings of 3rd Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion. Atenas, Grecia, noviembre de 2002.

CAPÍTULO 4

IMPACTO DE LA GD EN INVERSIONES

1. Introducción

Como se ha descrito en capítulos anteriores, la inyección de energía de la GD en una red radial puede modificar no sólo la magnitud de los flujos de potencia que circulan por ésta sino también, en casos extremos, puede provocar la inversión de la dirección de los flujos. Esto afecta directamente a las inversiones.

El impacto de la GD en las inversiones se puede dividir en dos categorías generales: impacto en redes existentes e impacto en la planificación de nuevas redes. Los impactos en cada una de estas categorías son los siguientes:

- c) **Redes existentes:** En las redes actuales, la conexión de fuentes de generación puede dar origen a las siguientes situaciones:
- **Necesidad de refuerzos de red para acomodar la GD:** Esta situación se presenta en el momento de la conexión de la GD debido a que en algunos casos, la inyección de energía en la red de distribución puede hacer necesario reforzar la red para acomodar la producción de energía de la GD. Esto se debe a que generalmente las redes de distribución se diseñan sin tener en cuenta la posibilidad de que se conecte GD por lo que cualquier modificación del diseño original puede ocasionar nuevas inversiones.
 - **Modificación de las inversiones futuras:** Cuando la GD se instala por su propia cuenta, el hecho de que ésta suministre demanda localmente puede permitir instalar nuevos consumidores sin necesidad de ampliar el alimentador. Esto se traduce en que la GD puede prorrogar o evitar inversiones en refuerzos de red.
- d) **Planificación de nuevas redes:** El impacto de la GD en esta categoría se refiere a la inclusión de la GD, como una variable de decisión más, en el proceso de planificación de las redes. Si la GD se incluye en dicho proceso, se modificará el diseño de las redes de distribución y por consiguiente las inversiones. Por ejemplo, la inclusión de la GD puede requerir un diseño que incluya dispositivos de monitorización o comunicación que antes no eran necesarios. Asimismo, la consideración de la GD obliga a la distribuidora a modificar la operación de sus redes, requiriendo nueva infraestructura.

Todo esto está muy ligado al concepto de redes activas en el cual la GD es un elemento de control más que puede ser gestionado para mejorar la operación de la red. Se prevé que un futuro, el diseño de las redes de distribución tienda a ser de este tipo.

En lo que se refiere a la necesidad de nuevas inversiones debido a la conexión de la GD, no existe mayor discusión ya que son problemas técnicos conocidos y sus efectos son en el corto plazo ya que tienen lugar en el mismo instante de la conexión a la red. La evaluación de este efecto se limita a la realización de los estudios pertinentes para cada caso en particular. En general, este aspecto suele estar condicionado por la regulación técnica de conexión a las redes de distribución. La discusión es sobre todo regulatoria, es decir, qué requisitos se exigen inicialmente y cómo asignar o repartir estos costes.

En el caso de la planificación de las nuevas redes, además de ser un problema muy complejo, parte de la base de que la distribuidora es capaz de planificar la instalación de

GD o al menos influir en su localización. En la actualidad, eso es prácticamente imposible. En primer lugar, la separación de actividades usualmente exigida en los actuales esquemas regulatorios, impide que un agente que ejerce actividades reguladas (la distribución) ejerza actividades no reguladas (generación). Esto imposibilita que la distribuidora sea propietaria de GD en algunos países y especialmente en España. En segundo lugar, en general, no existen mecanismos regulatorios que permitan a la distribuidora, aún no siendo propietaria de la GD, dar las señales de localización necesarias como para poder incluir a la GD en la planificación de sus redes. Hoy en día, el desarrollo de la GD es totalmente independiente del desarrollo de las redes de distribución y no suele recibir ninguna señal de localización.

Por estas razones, en esta tesis, el estudio del impacto de la GD en las inversiones se ha centrado en el análisis de la modificación de las inversiones futuras conforme la GD se instala por su propia cuenta en las redes de distribución. En concreto, se estudia la potencialidad de que la GD pueda permitir retrasar o prorrogar inversiones y en qué medida.

Para lograr este objetivo, se ha desarrollado una metodología que permite analizar el comportamiento de las inversiones ante una amplia variedad de escenarios, de manera que los resultados puedan ser aplicables a la gran diversidad de situaciones que se pueden presentar en la realidad, de forma similar al análisis de pérdidas del capítulo anterior.

En la sección 2 se presenta la revisión del estado del arte de los estudios de impacto de la GD en inversiones. En la sección 3 se presenta la descripción detallada del estudio técnico y en la sección 4 se presentan los resultados obtenidos en el estudio.

2. Estado del arte

En la actualidad, el estudio del impacto de la GD en la prórroga de inversiones es un aspecto que está comenzando a tomar relevancia. Por ejemplo, en (Iannucci, *et al.*, 2003) se presenta un resumen con muchos proyectos que se han llevado a cabo para analizar algunas implicaciones asociadas a la GD, entre los cuales se encuentran algunos proyectos que estudian la prórroga de inversiones. Sin embargo, estos proyectos son de aplicación específica a un caso en concreto y no permiten generalizar los resultados.

La potencialidad de la GD para prorrogar o evitar inversiones radica en su cercanía a los centros de consumo. H. Willis y W. Scott (Willis and Scott, 2000) destacan este aspecto en su libro, recalcando que aunque la eficiencia de los generadores utilizados en aplicaciones de GD sea menor que la de las grandes centrales generadoras y que los costes de generación de la GD sean mayores que los de éstas, su cercanía le dota de la susodicha potencialidad. Esto es posible gracias a que la GD no compite únicamente con el coste de generación de las grandes centrales sino también con el coste de transporte y distribución de la energía. A este hecho se le suma el que en la actualidad los costes de transporte y distribución están aumentando mientras los costes de la GD están disminuyendo. Estos autores comparan varias alternativas de inversión utilizando el valor actual neto de dichas alternativas, comprobándose que la GD puede ser una alter-

nativa principalmente cuando los consumidores se encuentran alejados de los grandes centros de consumo. Dicha evaluación básicamente tiene en cuenta únicamente los flujos monetarios (coste de instalación, coste de mantenimiento, producción total anual, etc.) dejando de lado aspectos como la variación continua tanto de la demanda como de la producción de la GD.

G. Welch (Welch, 2000) afirma lo mismo que los autores anteriores, es decir, que la ventaja de la GD a la hora de evaluar su potencial para prorrogar o evitar inversiones están en el hecho de que este tipo de generación puede ubicarse cerca de los lugares de consumo. Según este autor, la GD es una buena alternativa en áreas urbanas donde los refuerzos de la red son muy caros o en áreas rurales o aisladas donde la longitud de las redes es grande. En (Wright and Formby, 2000) también se reconoce el potencial de la GD para prorrogar inversiones y se apunta que para que esto sea posible es necesario que la GD se pueda controlar durante los períodos de demanda pico. Además, por razones de seguridad del suministro, deben ser varios los generadores distribuidos conectados. Sin embargo, ninguna de estas referencias proporcionan resultados numéricos.

En una primera instancia, al ser las distribuidoras las propietarias de las redes, serían éstas las beneficiarias directas de la prórroga de inversiones. Por ejemplo, en (Shirley, 2001) se estudian los costes de distribución de diversas empresas distribuidoras en Estados Unidos, comprobándose lo elevado que pueden llegar a ser dichos costes. Los autores de este informe ven en la magnitud de estos costes una gran oportunidad para que la GD se presente como una alternativa económica para sustituir inversiones tradicionales. Esta referencia únicamente destaca este aspecto pero no lo aplica a ningún escenario de GD.

En (Lasseter and Piagi, 2000) se comenta la posibilidad de la utilización de la GD en lugar de gestión de la demanda para recortar la demanda pico de las redes. Estos autores sugieren que esto puede ser usado por usuarios comerciales o industriales para disminuir los cargos por potencia que pagan a las distribuidoras o como sistema de emergencia para consumos críticos. Este trabajo se centra en el control de las plantas de GD para el seguimiento de la demanda pero no evalúa el impacto sobre las inversiones.

Dugan *et al.*, (Dugan, *et al.*, 2000) sugieren que, a la hora de evaluar el efecto de la GD en las inversiones, se deben tener en cuenta aspectos tales como el valor de la energía no suministrada y la incertidumbre en el crecimiento de la demanda. Estos autores no presentan ninguna valoración numérica.

G. Celli y F. Pilo (Celli and Pilo, 2001) incluyen en el proceso de optimización del diseño de la red la GD pero dejan de lado aspectos importantes como la diferencia de los perfiles de producción de las diversas tecnologías de GD, la concentración y dispersión de la GD, etc.

El análisis del impacto de la GD sobre las inversiones es un problema muy complejo ya que involucra una serie de variables técnicas y económicas con un alto grado de incertidumbre. Esto dificulta su estudio y provoca que los resultados que se obtengan sean hasta cierto punto relativos. Para tratar de solventar este problema, en (Hoff, *et al.*, 1996) se presenta una metodología para determinar el valor en el cual el coste de la inversión en GD se iguala al de una inversión tradicional (*break-even price*), teniendo en cuenta la incertidumbre del coste de la GD. Este valor representa el umbral a partir del cual es rentable invertir en GD: si el coste de la GD es menor que dicho valor, la GD es más rentable que una inversión tradicional. En esta misma línea, en (Ang, *et al.*, 1999) se presenta una metodología estocástica para calcular dicho precio. Ambas referencias

aplican su metodología únicamente a un alimentador concreto y a una planta fotovoltaica específica lo cual limita la generalización de los resultados obtenidos.

En (Agalgaonkar, *et al.*, 2004) la viabilidad de la instalación de GD se determina tomando como referencia el precio nodal de la electricidad y comparándolo con el coste de la GD. Si el coste de la GD es menor que el precio nodal, entonces se considera que la GD es viable. Sin embargo, cualquier cambio en la demanda o la GD instalada, alteraría el precio nodal pudiendo afectar la viabilidad determinada anteriormente. Asimismo, esta metodología asume que la GD recibe por su producción el precio nodal lo cual en la práctica, vistos los actuales esquemas de remuneración de la GD (la revisión internacional de estos esquemas se presenta en el capítulo 5), parece muy poco probable.

A excepción de las últimas tres referencias presentadas en este apartado, es prácticamente imposible encontrar una cuantificación del impacto que la GD puede tener en las inversiones. Sin embargo, ninguna de estas referencias evalúa el efecto de la GD en la prórroga de inversiones cuando ésta se instala por su propia cuenta, sino que se centran en el hecho de que la distribuidora decida instalar GD o realizar las inversiones.

En general, la mayoría de referencias se limitan a razonar las posibilidades teóricas de la prórroga de inversiones. Esto demuestra el estado incipiente en el que se encuentra la investigación del impacto de la GD sobre las inversiones. Asimismo, los enfoques que se presentan en la literatura se basan en que la distribuidora es capaz de decidir entre la alternativa de ampliar la red o instalar GD, es decir, pueden decidir o al menos influir directamente en el desarrollo de la GD en sus redes. En la práctica, esto no suele ser lo habitual ya que la GD se suele instalar sin recibir de la distribuidora ninguna señal de localización.

Esta tesis pretende contribuir en cuantificación del impacto de la GD en la prórroga de inversiones cuando ésta se instala por su propia cuenta, es decir, cuando la distribuidora no puede influir la localización de la GD. Para lograr este objetivo, se desarrolla un estudio que tiene en cuenta los aspectos que influyen en dicho impacto. Estudiando una amplia variedad de alimentadores, se pretende que los resultados se puedan generalizar en la medida de lo posible.

En la siguiente sección se describe la metodología que se ha seguido en esta tesis para realizar el estudio del impacto de la GD en inversiones.

3. Descripción del estudio

El objetivo principal que se persigue en esta tesis es el análisis del impacto de la GD en las inversiones, es decir, determinar si la GD es capaz de prorrogar o evitar inversiones en el medio o largo plazo. Concretamente, se quiere evaluar si cuando la GD se instala por su propia cuenta en las redes de distribución, la distribuidora puede confiar en ella y prorrogar o evitar inversiones cuando la demanda crece.

En la actualidad, las redes de distribución se diseñan para poder suministrar una determinada potencia o demanda. Si la demanda aumenta más allá del valor de diseño de

la red, es necesario invertir en ampliar la capacidad de la red. La presencia de GD, al suministrar energía localmente, puede producir que la demanda que tiene que suministrar el alimentador sea menor, lo que equivaldría a aumentar la capacidad disponible en el alimentador.

La decisión de cuándo invertir en ampliar la red se puede tomar teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- **Capacidad de los dispositivos:** Se refiere al límite de capacidad de los diversos dispositivos que componen la red (cables, transformadores, etc.).
- **Máxima caída de tensión admisible:** Generalmente, los límites admisibles de la tensión están determinados normativamente. Si debido al aumento de demanda, la caída de tensión alcanza valores no permitidos, es necesario invertir en ampliar el alimentador.
- **Pérdidas:** Si las pérdidas crecen demasiado, la sustitución de cables u otros dispositivos puede ser justificable económicamente. Esto en realidad dependerá de si las distribuidoras reciben las señales económicas adecuadas.

En general, en la práctica, se puede observar que el motivo que suelen utilizar las distribuidoras para tomar la decisión de invertir es el de la capacidad de los dispositivos. Esto es, cuando la demanda crece de forma natural y la capacidad está alcanzado sus límites, las distribuidoras refuerzan o amplían el alimentador. El resto de aspectos suelen tener menor peso.

Por esto, en esta tesis, el estudio se ha centrado en el impacto que puede tener la GD en la capacidad del alimentador, medida como la máxima cantidad de demanda que puede admitir el alimentador. Si ésta es mayor cuando hay GD conectada en el alimentador que cuando no la hay, se puede decir que la GD prorroga o evita inversiones ya que esto equivale a aumentar la capacidad del alimentador.

En función de esto, se puede definir la capacidad disponible para aceptar más demanda como la diferencia entre la máxima demanda que puede aceptar el alimentador y la demanda que está siendo suministrada. La máxima demanda que puede admitir el alimentador se puede calcular aumentando gradualmente la demanda, corriendo el flujo de cargas y observando el valor de demanda a partir del cual se presentan sobrecargas en cualquier tramo del alimentador (la descripción detallada de este procedimiento se presenta en la sección 3.1). La demanda que está siendo suministrada por alimentador no es más que el consumo demandado por todos los clientes conectados en el alimentador menos la energía que aporta la GD en dicho alimentador.

Debido la amplia variabilidad que presenta tanto el perfil de demanda como el perfil de producción de la GD, se ha considerado necesario estudiar hora a hora el comportamiento de la capacidad disponible que puede admitir el alimentador. Asimismo, un aspecto fundamental es el hecho de que la GD produzca energía cuando la red más lo necesita, es decir, en los períodos con mayor demanda. Esto es, la probabilidad de que la producción de la GD coincida con la demanda. La importancia de este aspecto surge como consecuencia de que las redes deben ser capaces de suministrar la demanda existente en cualquier instante.

Este problema no es trivial ya que algunas tecnologías de GD presentan variaciones de producción aleatorias. A esto se une el hecho de que la demanda también presenta variaciones aleatorias. Con el objeto de tener en cuenta estas aleatoriedades, se ha opta-

do por una metodología probabilista basada en técnicas de Monte Carlo (la descripción detallada de esta metodología se presenta en la siguiente sección).

Las principales variables que influyen en la demanda que tiene que suministrar el alimentador son:

- **Perfil de producción de la GD:** En términos generales, el perfil de producción de la GD varía constantemente. Esta variación puede deberse a la propia naturaleza del recurso primario (viento, sol, agua, etc.) o las características propias del proceso en el que se encuentra inmerso (e.g. procesos de cogeneración). En algunos casos, puede presentarse que la GD opere sin muchas variaciones (pilas de combustible, centrales de biomasa, etc.) pero en la actualidad esto no suele ser lo habitual.
- **Perfil de demanda:** Los alimentadores se diseñan para suministrar una determinada cantidad de demanda. La demanda varía constantemente y el alimentador debe ser capaz de suministrar la demanda existente en cada instante, cumpliendo con una serie de requisitos impuestos normativamente. Por esto, es necesario representar adecuadamente el perfil de demanda del alimentador.
- **Características de la red:** En la práctica, se puede comprobar que existe cierta similitud entre redes en función del tipo de consumo al que sirven. Por ejemplo, las redes de los centros urbanos presentan características similares entre ellas mismas así como las redes de los centros rurales presentan similitudes entre ellas mismas. Sin embargo, entre redes de centros urbanos y centros rurales puede no existir ninguna similitud. A la hora de evaluar el impacto de la GD en inversiones es necesario tener en cuenta la diversidad de tipos de redes que existen.

El modelado de estas variables es el mismo que se describió en el estudio del impacto de la GD en las pérdidas (ver capítulo 3), cuya descripción detallada se presenta en el Anexo 1. De manera resumida, el modelado es el siguiente:

- **Perfil de producción de la GD:** Para representar de una manera fidedigna el comportamiento de la producción de la GD, se ha modelado la producción horaria para cada una de las tecnologías analizadas. Las tecnologías modeladas son: eólica, fotovoltaica, cogeneración y generación de base (pilas de combustible, biomasa, solar térmica de alta temperatura, etc.).
- **Perfil de demanda:** Con el objeto de abarcar la mayor variabilidad posible que puede presentar la demanda, se ha optado por una representación horaria a lo largo de todo un año. Al igual que en el caso del estudio de pérdidas, se han utilizado los perfiles de demanda por tipo de tarifa de los consumidores españoles.
- **Características de la red:** Para tener en cuenta las diversas características de redes que se pueden encontrar, se tomó como referencia una clasificación de alimentadores llevada a cabo por una de las empresas distribuidoras españolas. Esta clasificación agrupa las redes en siete grupos o *clusters*: 2 urbanos, 3 semi-rurales y 2 rurales. Estos alimentadores son los mismos que se utilizaron en el estudio de pérdidas presentado en el capítulo 3.

En la siguiente sección se describe el algoritmo que se desarrollado para el estudio del impacto de la GD en inversiones.

3.1. Descripción del algoritmo

Como se describió anteriormente, el objetivo que se persigue con el estudio de inversiones es determinar si, cuando la GD se instala por su propia cuenta, la distribuidora puede confiar en prorrogar o evitar inversiones en refuerzos o ampliaciones de la red en el medio o largo plazo ante el crecimiento natural de la demanda. La metodología utilizada compara la capacidad disponible en la red cuando crece la demanda en escenarios con y sin GD. Si la red dispone de mayor capacidad cuando se conecta la GD, es decir, puede aceptar mayor crecimiento de la demanda que cuando no estaba conectada la GD, se puede decir que la instalación de GD es equivalente a una ampliación de capacidad de la red.

Uno de los mayores problemas a la hora de evaluar el impacto de la GD en la prórroga de inversiones, es el hecho de que la GD produzca energía en la cuantía y momentos adecuados. Es decir, que la producción de la GD coincida con la demanda. Tanto la demanda como la producción de la GD varían constantemente, en algunos casos incluso de manera aleatoria (e.g. la producción de la GD eólica o solar), por lo que la simultaneidad de ambas no está asegurada. Por esto, los métodos deterministas no son los más idóneos, siendo necesario recurrir a métodos probabilistas. Debido a esto, para evaluar el impacto de la GD en las inversiones se optó por el método probabilista de simulaciones de Monte Carlo.

Este método consiste básicamente en simular un sistema utilizando diversos conjuntos de los parámetros del sistema elegidos aleatoriamente. La observación de los resultados obtenidos en las simulaciones permite caracterizar el comportamiento del sistema ante cualquier situación. Una descripción detallada de este método se puede ver en (Anders, 1990; Hammersley and Handscomb, 1983). La utilización de dicho método permite obtener no sólo la media y desviación típica de las variables sino también las funciones de probabilidad de éstas. Un aspecto muy importante para obtener resultados fiables con el método de Monte Carlo es el número de simulaciones que se llevan a cabo. Por esta razón, las simulaciones se han realizado hora a hora para un período de 100 años por lo que el total de horas simuladas en cada escenario es de 876.000.

Como se ha mencionado anteriormente, la metodología utilizada compara la capacidad disponible en la red cuando crece la demanda en escenarios con y sin GD. La capacidad disponible no es más que la diferencia entre la máxima demanda que puede admitir el alimentador y la capacidad que está siendo utilizada para suministrar a los usuarios conectados al alimentador. Por tanto, el primer paso para determinar la capacidad disponible es determinar la máxima demanda que puede admitir el alimentador (MDA).

Para determinar la MDA se ha recurrido a un proceso iterativo el cual consiste en aumentar gradual y homotéticamente la demanda existente en el alimentador cuando no existe GD conectada, calcular el flujo de carga y observar si existe alguna sobrecarga en cualquier tramo del alimentador. El valor de demanda existente en la iteración anterior a la iteración en la cual se viola uno de los límites es la MDA. En la Figura 25 se presenta el algoritmo de cálculo de la MDA.

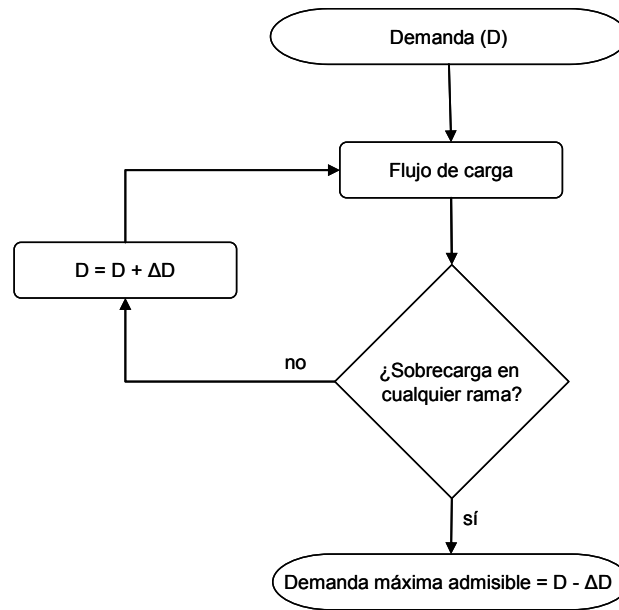


Figura 25. Cálculo de la máxima demanda admisible (MDA).

Tal como se ha definido la MDA, ésta varía en función de la distribución de la demanda en los diversos nudos del alimentador en el momento en el cual se aplica el proceso iterativo descrito anteriormente. Con el objeto de observar su comportamiento en función de la variación del perfil de demanda del alimentador, se ha repetido el algoritmo de cálculo de la Figura 25 durante todo un año (8.760 horas) obteniéndose, para el alimentador semi-rural *cluster* 1, el histograma de valores de MDA presentado en Figura 26. Como puede verse en la Figura 26, el rango de variación es muy estrecho, variando entre 6,75 y 7,05 MVA, con una media de 6,86 MVA. Es decir, los valores de MDA varían entre un -1,6% y +2,77%. En el resto de alimentadores también se observó un comportamiento similar.

El valor de MDA se ve afectado también por la presencia de GD. Sin embargo, partiendo de la base de que cuando se conecta la GD se llevan a cabo todos los refuerzos necesarios para acomodar la producción de ésta, la máxima demanda que puede admitir el alimentador no debería verse muy afectada. Para comprobar esto, se hicieron varias pruebas con diferentes escenarios de GD comprobándose que aunque el rango de variación de la MDA se amplía, todavía se mantiene dentro de un rango estrecho (ver Figura 27). Como puede verse en esta figura el rango de variación sigue siendo lo suficientemente estrecho (entre 6,55 y 7,20 MVA) para considerar que el valor medio de MDA sin GD permanece constante durante todas las horas y escenarios.

Este comportamiento tiene sentido en redes radiales debido a que toda la demanda que suministra el alimentador tiene que circular por el tramo de cabecera y la capacidad de éste limita la capacidad de todo el alimentador.

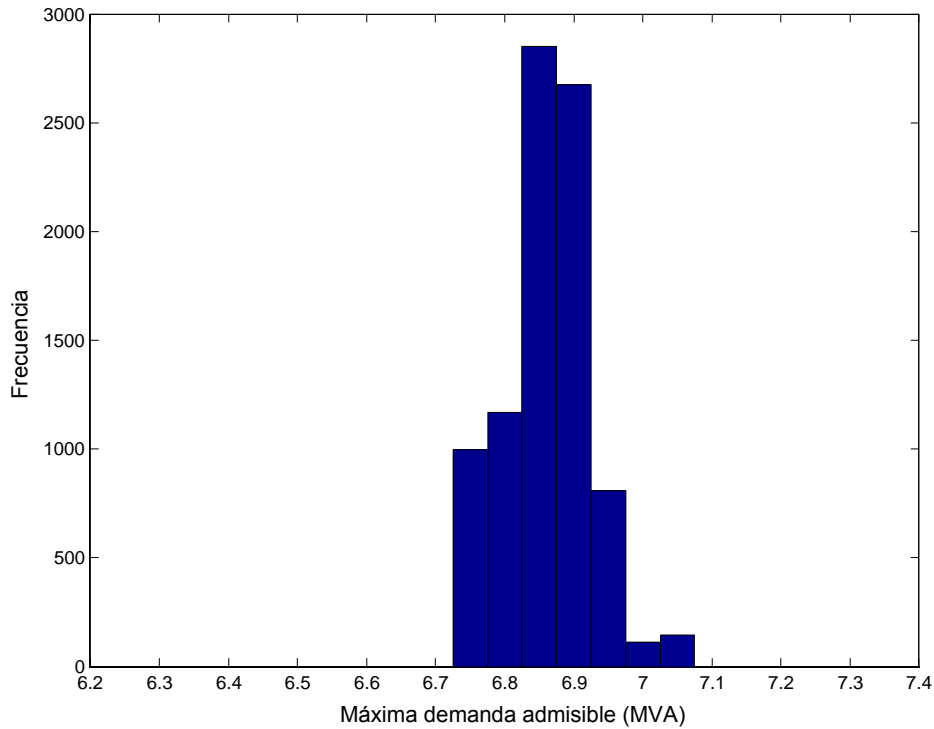


Figura 26. Rango de variación de la MDA (*cluster 1*).

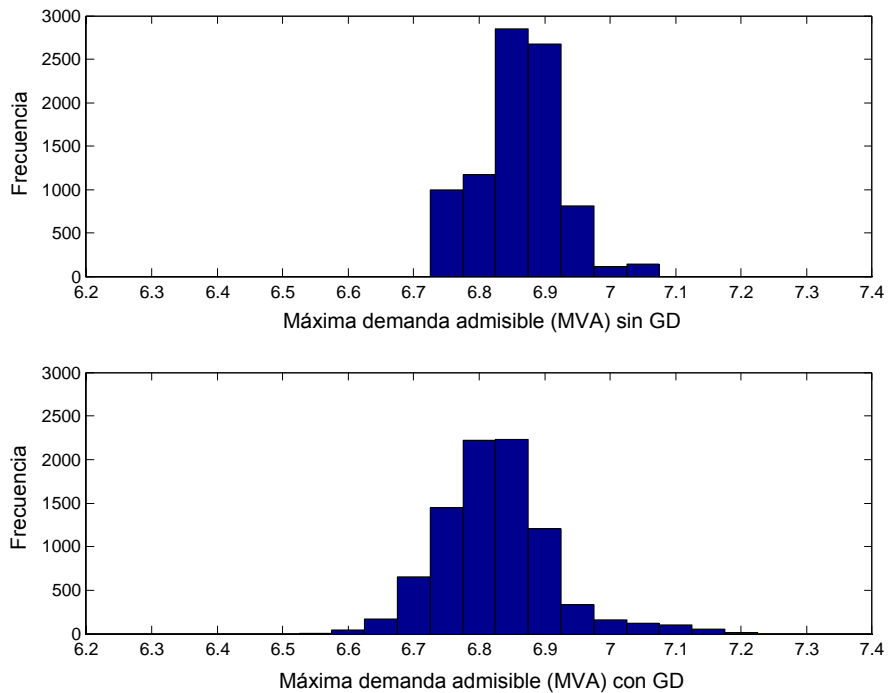


Figura 27. Comparación de los valores de MDA sin y con GD. Escenario con 3 plantas cogeneradoras instaladas en los nudos 13, 17 y 21 en el alimentador semi-rural *cluster 1*.

Una vez determinada la MDA del alimentador, el siguiente paso es comparar el valor de la capacidad disponible cuando crece la demanda en escenarios con y sin GD. Para esto, es necesario calcular un flujo de cargas para determinar la capacidad que está siendo utilizada para suministrar la demanda existente en el alimentador. La capacidad disponible vendría dada por la diferencia entre la MDA y la capacidad que está siendo utilizada.

La aplicación del método de Monte Carlo a la metodología anterior requeriría calcular una miríada de flujos de cargas: uno para cada hora (876.000 horas) para cada crecimiento de la demanda y para cada escenario de penetración de GD. Esto requeriría una fuerza computacional extraordinaria, limitando el número de escenarios que se podrían estudiar. Sin embargo, gracias a la asunción razonable de que la MDA permanece constante, el problema se puede simplificar modelando el alimentador como una red de nudo único en la cual la potencia instalada en el tramo único es la MDA del alimentador (ver Figura 28). Esta simplificación tiene sentido en redes radiales debido a que toda la demanda que suministra el alimentador tiene que circular por el tramo de cabecera y la capacidad de éste limita la capacidad de todo el alimentador.

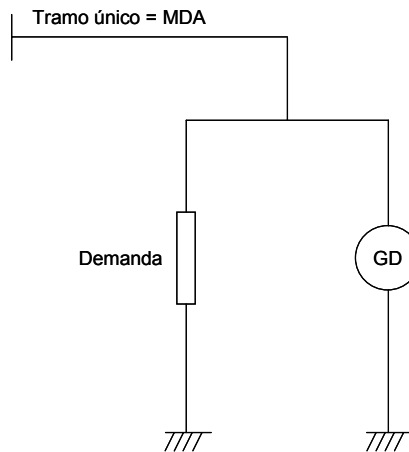


Figura 28. Simplificación de nudo único.

La simplificación descrita anteriormente permite calcular la capacidad disponible cuando crece la demanda sin necesidad de calcular flujos de cargas adicionales a los ya realizados para determinar la MDA: la capacidad disponible es la diferencia entre la capacidad del tramo único (MDA) y la demanda que circula por dicho tramo (diferencia entre la potencia horaria demandada por los consumidores y la potencia horaria suministrada por la GD). A la potencia que circula por el tramo único se le ha denominado en este estudio *demanda neta*. (ver ecuación (1)).

$$\begin{aligned} \text{capacidad disponible} &= \text{MDA} - \text{demanda neta} \\ \text{demanda neta} &= \text{potencia demandada} - \text{potencia suministrada por la GD} \end{aligned} \quad (1)$$

Si la demanda neta es mayor que la MDA (capacidad disponible < 0 , es decir, se supera la potencia que puede suministrar el alimentador), el alimentador se encuentra sobrecargado y sería necesario invertir para reforzar el alimentador. Por el contrario, si la demanda neta es menor que la MDA (capacidad disponible > 0 , es decir, no se supera la potencia que puede suministrar el alimentador), el alimentador puede operar sin ningún problema y no es necesaria ninguna inversión.

Con el objeto de facilitar la interpretación de resultados, la falta de capacidad disponible se puede representar por medio de la existencia de sobrecargas. Gracias a que el método de Monte Carlo permite obtener probabilidades, los resultados se pueden representar como curvas de probabilidad de existencia de sobrecargas. Esta información puede ser muy útil para las empresas distribuidoras ya que generalmente éstas están obligadas a cumplir con una serie de requisitos de calidad del suministro y la existencia de sobrecargas en la red propicia la aparición de interrupciones en el suministro. En función de las obligaciones impuestas sobre la calidad del suministro, las distribuidoras

pueden determinar la probabilidad de sobrecargas que están dispuestas a aceptar en sus redes y decir el momento en el cual es inevitable reforzar la red.

Con la información obtenida en las simulaciones, la probabilidad de sobrecarga se calcula como el ratio entre el número de horas con sobrecarga (capacidad disponible < 0) y el número de horas simuladas. Esto es:

$$P_{\text{sobrecarga}} = \frac{\text{Número de horas con sobrecarga}}{\text{Número de horas simuladas}} \quad (2)$$

La metodología descrita anteriormente, permite calcular la capacidad disponible en cada una de las horas simuladas y evaluar con qué confianza se puede decir que la GD recorta la punta de demanda y en cuánto. Asimismo, esta metodología permite modelar aspectos fundamentales como el perfil de demanda del alimentador, el perfil de producción de la GD, penetración de la GD y el tipo de alimentador. Además, en esta metodología se podría modelar no sólo para la fiabilidad técnica (tasa de fallos y tiempo de reparación) sino también el hecho de que la GD deje de producir por otras razones, por ejemplo, alto coste de combustibles. Esto último se deja para un futuro desarrollo.

A manera de resumen, en la siguiente figura se presenta el diagrama del algoritmo completo utilizado para evaluar el impacto de la GD en las inversiones. En la siguiente sección se presentan los resultados obtenidos con este algoritmo.

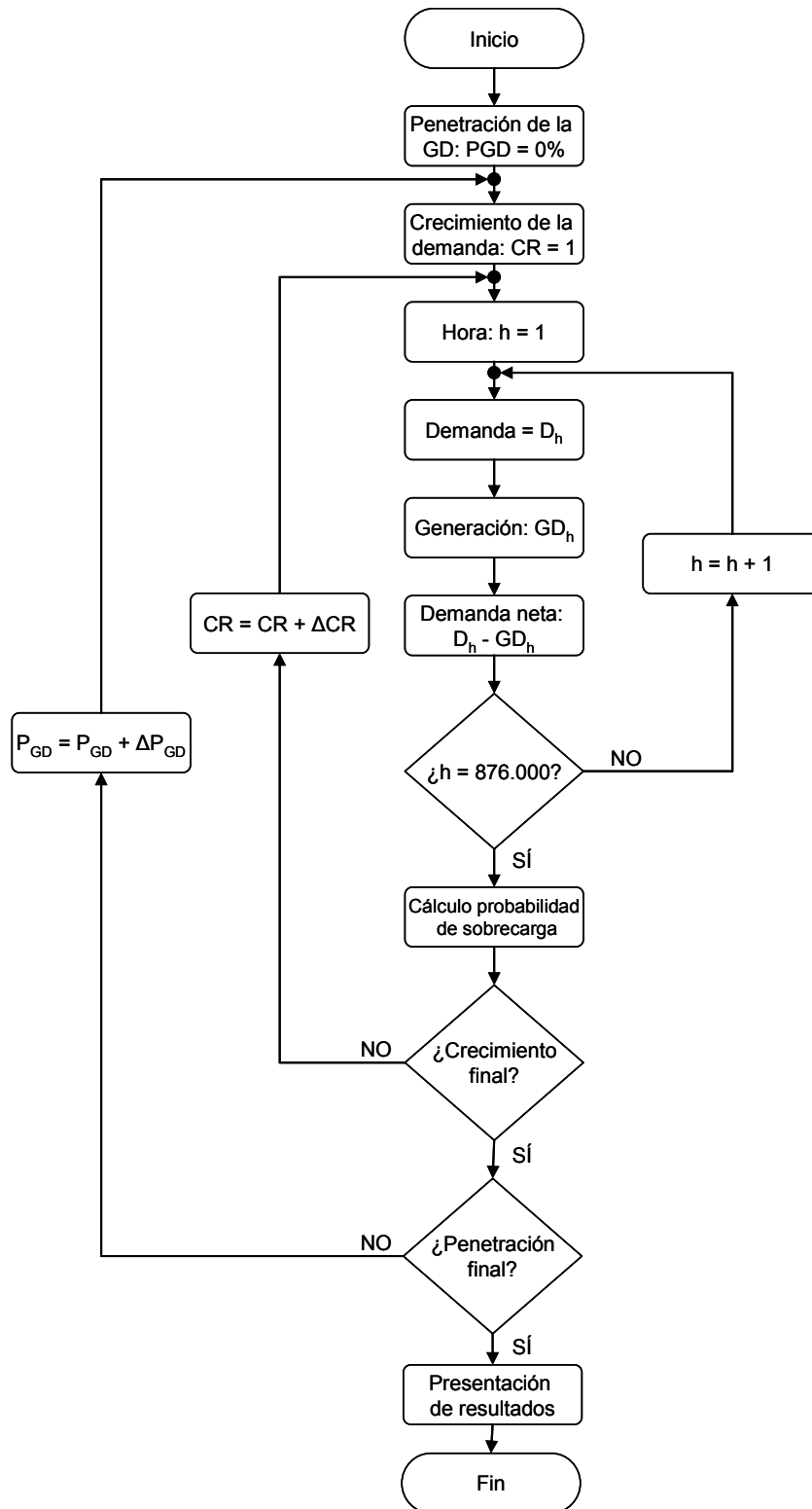


Figura 29. Algoritmo completo de cálculo del impacto de la GD en las inversiones.

3.2. Escenarios

Los escenarios del estudio del impacto de la GD en inversiones son los mismos que los del estudio del impacto pérdidas (para más detalle ver el capítulo 3). A manera de resumen, los escenarios consideran la tecnología de GD (eólica, fotovoltaica, cogeneración y generación de base) y la penetración de la GD (ratio entre la potencia instalada de GD y la capacidad del alimentador).

4. Resultados

El estudio se ha repetido para siete tipos distintos de alimentadores, siendo los resultados cualitativos muy parecidos en prácticamente todos los casos. Por ello, se ha optado por presentar en este capítulo únicamente los resultados correspondientes al alimentador semi-rural *cluster* 1. Los resultados correspondientes al resto de alimentadores se recogen en el Anexo 4.

En los siguientes apartados se interpretan los resultados en función de cada una de las sensibilidades analizadas.

4.1. Importancia de la demanda

Al igual que en el estudio de impacto de la GD sobre pérdidas, en el estudio del impacto sobre inversiones es de vital importancia la adecuación del perfil de producción de la GD al perfil de demanda del alimentador. La metodología empleada se basa en calcular la probabilidad de que existan sobrecargas en el alimentador cuando la demanda va creciendo gradualmente. La existencia de sobrecargas se ha considerado un aspecto fundamental a la hora de tomar la decisión de cuándo se debe invertir en ampliar o reforzar el alimentador.

Las sobrecargas se producen cuando la demanda que tiene que suministrar el alimentador es superior a la máxima demanda que puede admitir el alimentador (MDA). La demanda que suministra el alimentador en cada hora se calcula como la diferencia entre la demanda total del alimentador y la producción total de la GD conectada en dicho alimentador. En la medida en que el valor absoluto de esta diferencia sea mayor que la MDA, en esa medida existirán sobrecargas. Es importante por tanto que el perfil de producción de la GD no sea mayor que la diferencia entre la demanda y la MDA. Es de prever, que una tecnología de GD cuya producción se mantenga dentro de este margen de producción, producirá mejor impacto en la prórroga de inversiones que aquella que se aleje de dicho margen.

Es importante recordar que este estudio está basado en una representación de nudo único del alimentador. Esto produce que, a diferencia del estudio del impacto sobre pérdidas en el cual la adecuación entre los perfiles de demanda y producción de la GD debe producirse en el nudo en el cual se encuentra la GD, en el estudio sobre el impacto en inversiones los resultados dependerán de la adecuación de manera agregada de la producción de la GD y la demanda. En la sección anterior, se ha probado que esta aproximación es suficiente.

4.2. Sensibilidad a la penetración de la GD

La metodología empleada se basa en calcular la probabilidad de que existan sobrecargas en el alimentador cuando la demanda va creciendo gradualmente. Esta probabilidad aumenta al aumentar la demanda ya que es más probable que se supere la máxima demanda que puede admitir el alimentador. En el estudio, el crecimiento de la demanda se ha hecho de forma homotética en todos los nudos.

Si la distribuidora conoce la función de probabilidad de las sobrecargas en función del crecimiento de la demanda, ésta puede fijar el umbral de la probabilidad a partir de la cual está dispuesta a invertir y determinar el valor del crecimiento de la demanda que puede aceptar el alimentador. Si la demanda crece más allá de este valor, la distribuidora debe invertir en reforzar o ampliar el alimentador.

En la Figura 30 se presentan los resultados obtenidos para diversos valores de penetración. En esta figura, cada una de las curvas presentadas en cada gráfica corresponde a un valor de crecimiento de la demanda entre 100 y 200% (con incrementos del 10%), ordenadas de forma descendente de arriba a abajo.

Como puede verse en esa figura, al aumentar el nivel de penetración, los valores de probabilidad de la curva de sobrecarga decrecen. Esto significa que, dado un valor de crecimiento de la demanda, la probabilidad de sobrecargas disminuye al aumentar la penetración de la GD. Este comportamiento es debido a que, al aumentar la penetración de la GD, el flujo que tiene que suministrar el alimentador (demanda menos producción de la GD) disminuye y por ende disminuye la probabilidad de sobrecargas.

La rapidez con que decrece la probabilidad de sobrecarga es beneficiosa ya que indica cuánto está disminuyendo dicha probabilidad. Un aplanamiento de la curva, es decir una menor rapidez, significa que un aumento de la penetración no consigue disminuir mucho la probabilidad de sobrecarga.

También se puede observar en esta figura que la generación de base es la tecnología que más rápido y más reducción de la probabilidad de sobrecarga consigue. Esto es gracias a que logra recortar buena parte de la demanda. La cogeneración tipo 1 consigue mejores resultados que la tecnología eólica, fotovoltaica y cogeneración tipo 2 debido a que su perfil de producción se adapta mejor al perfil de demanda del alimentador.

La bondad de una tecnología se refleja en su capacidad de reducir la punta de demanda, sin importar la hora en la cual aparece dicha punta. Por ejemplo, en la Figura 30 se puede ver que la cogeneración tipo 2 no obtiene tan buenos resultados como en el

caso de las pérdidas debido a que no es capaz de reducir las puntas que se producen durante el día.

En la sección 4.3 se estudia con detalle la sensibilidad de los resultados a la tecnología de GD.

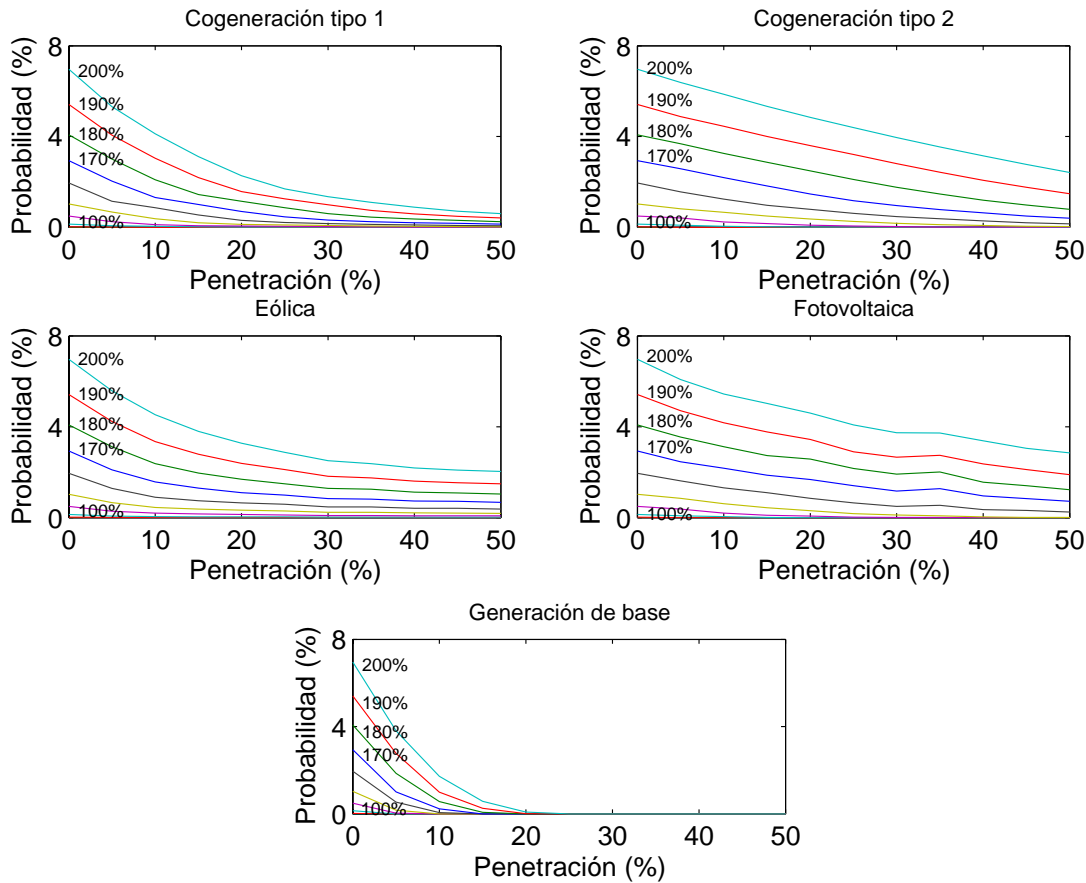


Figura 30. Sensibilidad de la probabilidad de sobrecarga ante la penetración de la GD.

Otra forma de analizar los resultados del efecto de la penetración es analizando la variación de la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda para diversos valores de penetración tal como se muestra en la Figura 31. En dicha figura, en cada gráfica se presenta una curva correspondiente a cada nivel de penetración desde 0% hasta 50% con incrementos del 5%.

En esta figura se puede apreciar que para una determinada penetración, un mayor crecimiento de la demanda se traduce en un aumento de la probabilidad de sobrecargas. Una mayor rapidez del aumento es perjudicial ya que indica que una determinada tecnología no es capaz de disminuir la probabilidad de sobrecarga. Por el contrario, un aumento más lento, significa que esa tecnología es capaz de hacer frente al crecimiento de la demanda y prorrogar por más tiempo las inversiones.

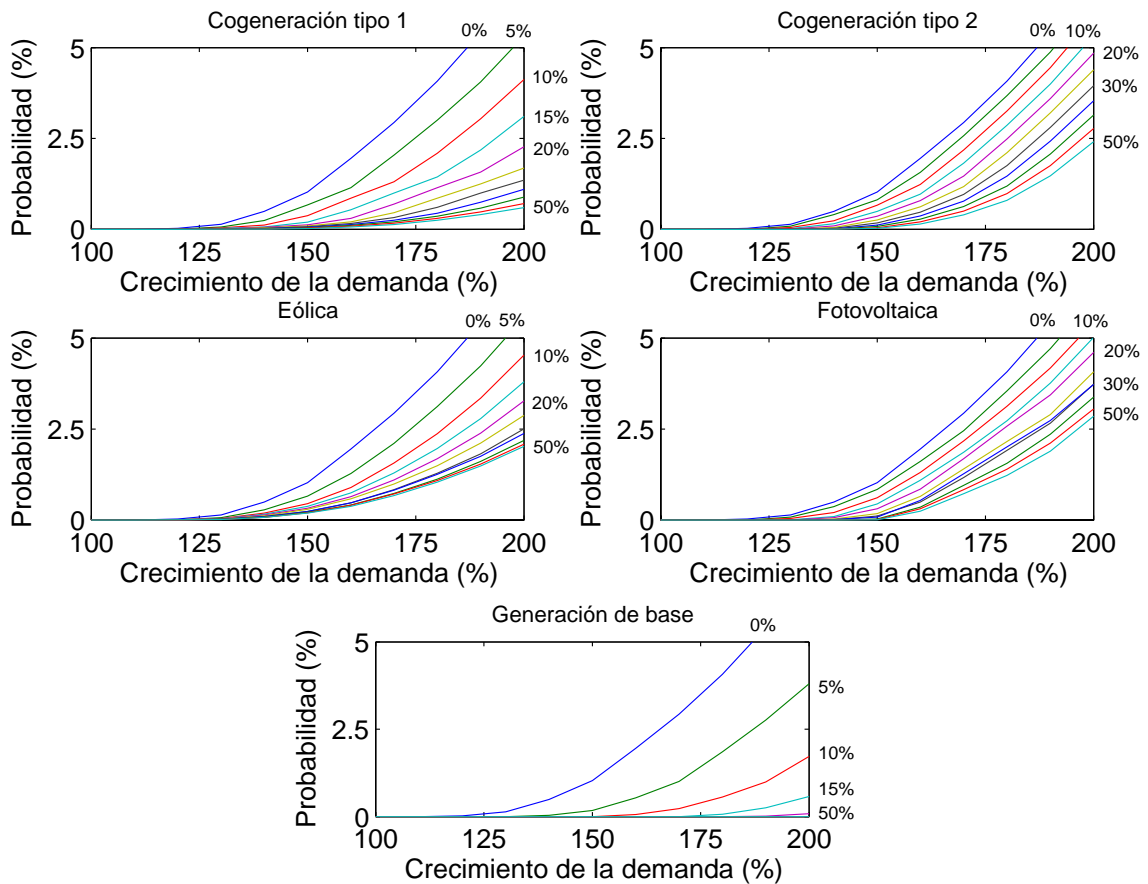


Figura 31. Sensibilidad de la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD.

Por otro lado, el comportamiento descrito en la Figura 30 y en la Figura 31, se puede ver invertido si se alcanzan valores de penetración elevados. En estos escenarios, la alta penetración de GD frente a una demanda baja puede dar origen a un excesivo flujo residual (exportación de energía aguas arriba del alimentador), produciendo el consiguiente aumento de la probabilidad de sobrecarga. Dicho comportamiento se ilustra en la siguiente figura.

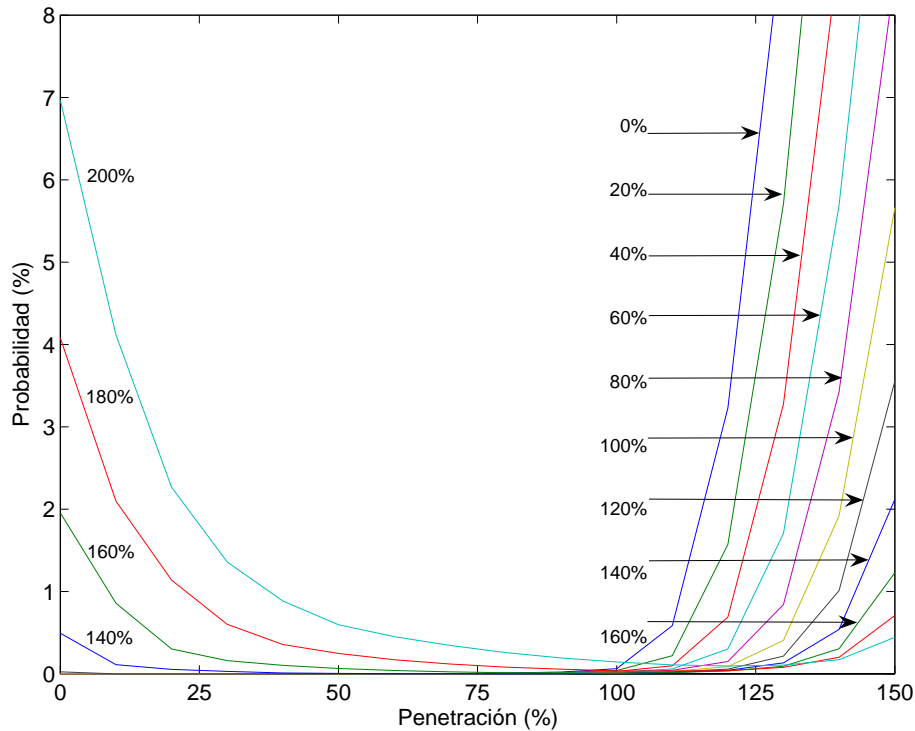


Figura 32. Aumento de sobrecargas debido a la alta penetración de la GD (cogeneración tipo 1).

En la figura anterior se puede observar que las penetraciones elevadas producen la aparición de sobrecargas incluso en escenarios de crecimiento de la demanda en los cuales una menor penetración había conseguido disminuir la probabilidad de sobrecarga (e.g. 140%). Estos aumentos en la probabilidad de sobrecarga significan que, con esos niveles de penetración de la GD, es necesario reforzar el alimentador para que no se produzcan sobrecargas y se pueda evacuar toda la energía producida. Dichos refuerzos serían necesario realizarlos en el momento de conexión de la GD y repercutirían en los costes de conexión de la GD.

Los resultados obtenidos permiten extraer la siguiente conclusión:

La GD ha demostrado tener la potencialidad de prorrogar inversiones y, en general, el aumento de la penetración de la GD disminuye la probabilidad de sobrecargas en el alimentador. Sin embargo, si el aumento de la penetración de la GD alcanza valores excesivos, este comportamiento se puede invertir, dando origen a nuevas inversiones.

4.3. Sensibilidad a la tecnología de GD

Como se ha descrito anteriormente, la calidad de adaptación entre el perfil de producción de la GD y el perfil de demanda del alimentador determina el impacto de la GD en las inversiones. En la siguiente figura se presentan los resultados obtenidos con las diversas tecnologías en cinco escenarios de penetración.

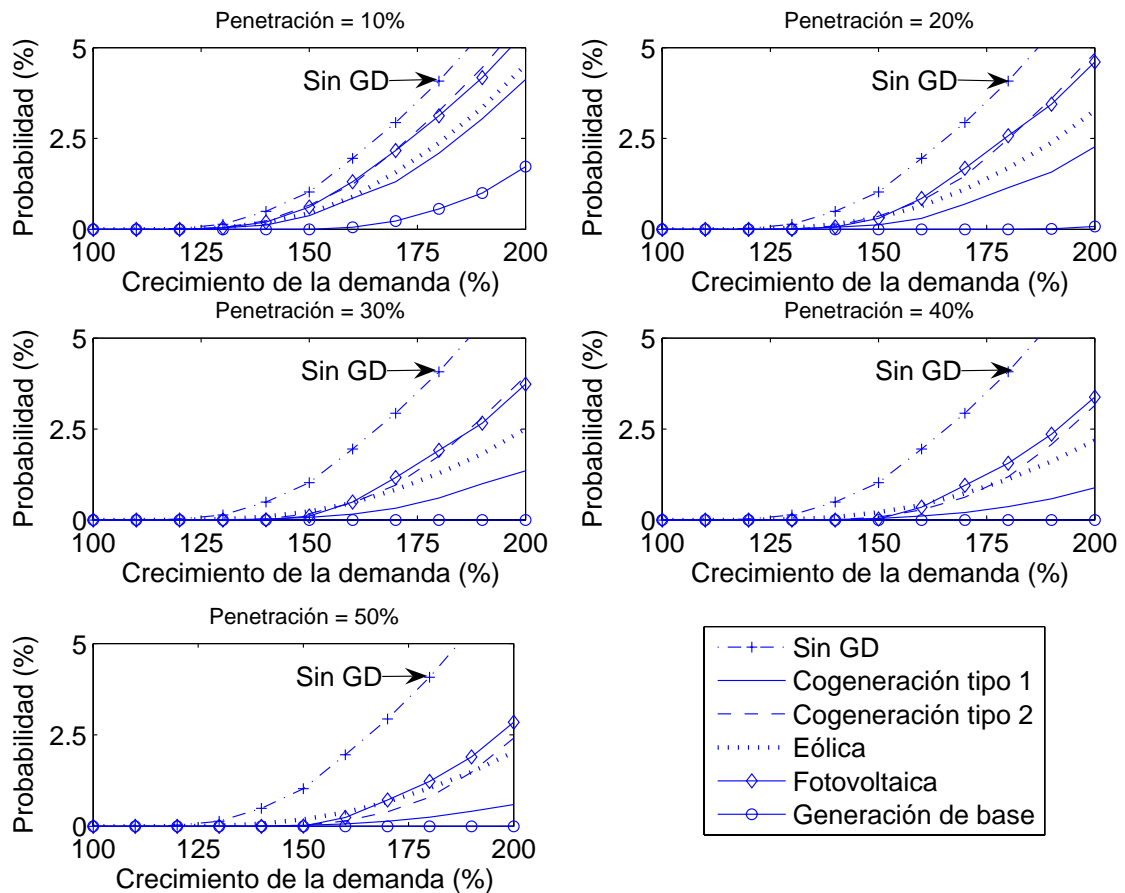


Figura 33. Probabilidad de sobrecargas para las diversas tecnologías de GD.

Como puede verse en la figura anterior, todas las tecnologías producen una curva de probabilidad de sobrecarga con una pendiente menor que en el caso en que no existe GD conectada. La diferencia entre las diversas tecnologías radica en un factor de forma horizontal de la curva y en el valor a partir del cual la probabilidad de sobrecarga deja de ser cero. La menor pendiente de la función de probabilidad se traduce en una mayor aceptación de crecimiento de la demanda y por ende un mayor número de años de prórroga de inversiones.

En este estudio el factor de capacidad no tiene la misma repercusión que en el caso de las pérdidas. Aquí lo importante es la capacidad para reducir la punta de demanda mucho más que la cantidad de energía vertida, lo que viene determinado por el perfil de producción. Por esta razón, no se ha estudiado cómo afecta el factor de capacidad en los resultados si se incluye en la definición de penetración.

En los siguientes apartados se analizan con más detalle los resultados correspondientes a cada una de las tecnologías.

4.3.1. Cogeneración

En todos los escenarios presentados en la Figura 33 se puede observar que la curva de probabilidad obtenida con la cogeneración tipo 1 tiene una menor pendiente que la correspondiente a la cogeneración tipo 2. Esto significa que la primera permite que el

alimentador acepte un mayor crecimiento de la demanda, es decir, logra prorrogar por más tiempo las inversiones que la segunda. Este comportamiento se explica por razones similares a las descritas en el estudio del impacto sobre pérdidas (para más detalle ver capítulo 3). Esto es, el perfil de producción de la cogeneración tipo 1 (mayor producción por el día) se adapta mejor al perfil de demanda por lo que tiene más posibilidades de disminuir sobrecargas aportando energía precisamente en las horas con mayor probabilidad de sobrecarga (horas de mayor demanda). Es decir, la cogeneración ayuda a disminuir la punta de demanda que tiene que soportar el alimentador. La cogeneración tipo 1 es buena tanto en el impacto en pérdidas como en inversiones mientras que la cogeneración tipo 2 es buena en pérdidas pero no tan buena en inversiones.

De todas las tecnologías analizadas, después de la generación de base, la cogeneración tipo 1 es la que mejores resultados obtiene. En cambio, la cogeneración tipo 2 es la peor junto con la solar fotovoltaica.

4.3.2. Eólica

Como puede verse en la Figura 33, los resultados de esta tecnología están a medio camino entre la cogeneración tipo 1, la cogeneración tipo 2 y la solar fotovoltaica, al menos para penetraciones bajas. A medida que aumenta dicha penetración, va perdiendo esa ventaja. Este comportamiento se debe a que su perfil de producción se adapta menos al perfil de demanda del alimentador que la cogeneración tipo 1 pero tiene más probabilidad de recortar la punta que la cogeneración tipo 2 y la solar fotovoltaica, excepto para altas penetraciones de estas últimas.

Con esta tecnología, al igual que en el caso del estudio del impacto sobre pérdidas, es importante tener en cuenta la correlación existente entre los diversos parques eólicos que pueden existir en un mismo alimentador. De no tenerse en cuenta esto, se puede llegar a conclusiones erróneas. En la siguiente figura se muestra la variación que pueden sufrir los cambios debido a esto.

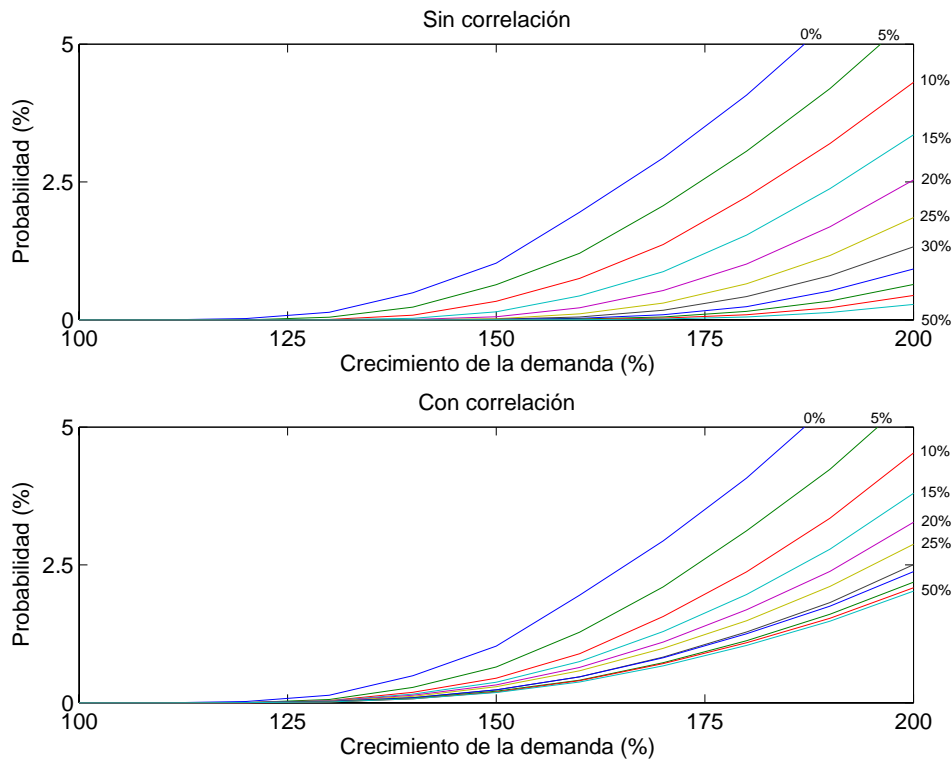


Figura 34. Efecto de la correlación entre parques eólicos.

En la figura anterior se puede ver que, si no se tiene en cuenta la correlación, la pendiente de las curvas de probabilidad disminuye y los valores de crecimiento de demanda que el alimentador puede aceptar aumentan, llevando a un conclusión errónea de mayor prórroga de inversiones. La explicación de este comportamiento es la suavización que sufre el perfil agregado de producción cuando se agregan instalaciones sin correlación.

4.3.3. Fotovoltaica

Como en el caso del estudio sobre pérdidas, esta tecnología es la que peores resultados obtiene, en este caso, similares a los de la cogeneración tipo 2. La razón de esto es que, si bien es cierto que el perfil de producción de esta tecnología se adapta al perfil de demanda (mayor producción durante el día), durante los períodos de la noche esta tecnología no es capaz de aportar energía. Esto provoca que esta tecnología únicamente ayude a disminuir la punta de demanda que se presenta en las horas del mediodía y no contribuye a disminuir la punta que se produce en las últimas horas de la tarde.

4.3.4. Generación de base

Este tipo de tecnología es la que presenta las curvas de probabilidad de sobrecarga con menor pendiente que el resto de tecnologías (ver Figura 33). Esto se traduce en que con esta tecnología, el alimentador puede admitir más crecimiento de la demanda y por consiguiente prorrogar por más tiempo las inversiones. Las razones de este comporta-

miento son las mismas que se describieron en el estudio de impacto en pérdidas (ver capítulo 3).

Por otro lado, con esta tecnología el efecto descrito en la Figura 32 (aumento de sobrecargas debido al aumento de la penetración de la GD) se ve potenciado ya que por cada MW instalado produce mucha más energía que otras tecnologías. Este efecto se muestra en la siguiente figura.

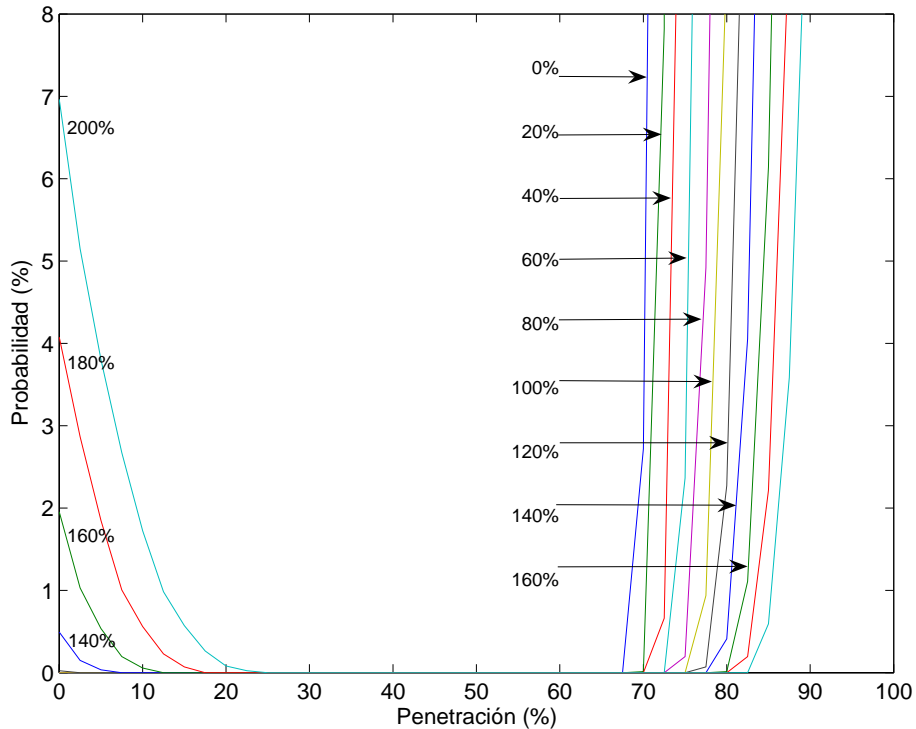


Figura 35. Aumento de sobrecargas debido a la alta penetración de la GD (generación de base).

Si se compara la Figura 32 con la Figura 35, se puede ver que con la generación de base la probabilidad de sobrecarga comienza a aumentar con penetraciones menores y además crece con mucha más rapidez.

A la luz de los resultados obtenidos, se puede concluir lo siguiente:

Todas las tecnologías de GD ha demostrado tener la potencialidad de prorrogar inversiones. La mayor prórroga de inversiones se obtiene con aquellas tecnologías cuyo perfil de producción se adapta mejor al perfil de demanda, siendo la cogeneración tipo 1 y la generación de base las que mejores resultados han mostrado. Sin embargo, esta última puede dar origen a nuevas inversiones con niveles de penetración bajos.

5. Aplicación práctica

La comparación del crecimiento admitido en el escenario sin GD (0% de penetración) y el escenario con GD, permite determinar cuánto más puede crecer la demanda sin necesidad de inversiones gracias a la conexión de GD. El número de años n que puede crecer la demanda hasta que sea necesario reforzar el alimentador se puede despejar de la siguiente ecuación:

$$(1+k)^n = (1+\Delta D) \quad (3)$$

En donde:

n : número de años hasta que se necesita el refuerzo.

k : tasa de crecimiento anual de la demanda.

ΔD : crecimiento total de la demanda.

El número de años n sería por tanto:

$$n = \frac{\log(1+\Delta D)}{\log(1+k)} \quad (4)$$

Si se define ΔD_0 como el crecimiento que admite el alimentador sin necesidad de refuerzos cuando no existe GD y ΔD_{GD} como el crecimiento que admite el alimentador sin necesidad de refuerzos cuando existe GD, el número de años que se retrasa la inversión vendría dada por:

$$N = n_{GD} - n_0 = \frac{\log(1+\Delta D_{GD}) - \log(1+\Delta D_0)}{\log(1+k)} \quad (5)$$

En donde:

N : número de años que se retrasa la inversión.

De forma análoga al caso de la estimación de la variación de pérdidas en función de los distintos escenarios de GD, aquí también es posible tabular los años de retraso de inversiones conseguidos en cada escenario de tipo de alimentador, nivel de penetración de la GD, tecnología de GD y dispersión de la misma, utilizando la formulación anterior.

Si un generador se va a conectar en un determinado alimentador y quiere estimar cual puede ser su impacto sobre el retraso de inversiones, sería necesario seguir los siguientes pasos:

- *Determinar el tipo de alimentador*: La distribuidora debe tener clasificados todos sus alimentadores de manera que cualquiera de éstos pueda identificarse como perteneciente a un determinado tipo.
- *Determinar el escenario de dispersión*: En función del número de generadores que se encuentren instalados, se debe determinar el nuevo escenario de dispersión de GD que se produce en el alimentador.
- *Determinar el nivel de penetración*: Teniendo en cuenta la GD que ya se encuentra instalada en el alimentador, la potencia del nuevo generador y la

capacidad del alimentador, se tiene que determinar el nuevo nivel de penetración que se produce en el alimentador.

- *Determinar la probabilidad de sobrecarga que está dispuesta a admitir la distribuidora:* La distribuidora debe saber cuál es la probabilidad de sobrecarga que puede admitir en sus redes antes de realizar un refuerzo.
- *Determinar la tasa de crecimiento de la demanda:* La distribuidora debe conocer o prever cuál es el crecimiento de demanda que espera en su alimentador en los próximos años.
- *Determinar el número de años que se retrasa la inversiones:* Con la información recabada anteriormente y utilizando la ecuación (5), se debe estimar el número de años que la GD retrasa la inversión.

Para ilustrar el proceso descrito anteriormente, a continuación se presenta un ejemplo práctico.

Una industria cerámica desea instalarse en una zona semi-rural para lo cual necesita instalar una central de cogeneración de 2 MW. El alimentador más cercano al que puede conectarse es una red de 20 kV en el cual existe una demanda contratada de 20 MW. La empresa distribuidora propietaria de dicho alimentador lo tiene clasificado dentro de la categoría semi-rural *cluster 1* y ha realizado los estudios de impacto de la GD en el retraso de inversiones. Además, la distribuidora prevé una tasa de crecimiento de la demanda del 3% y tiene como política de operación el aceptar como máximo una probabilidad de sobrecarga del 0,5% antes de reforzar el alimentador. Suponiendo que no existe ningún otro generador conectado en el alimentador, el proceso de determinación del impacto en inversiones sería:

- Tipo de alimentador: La distribuidora tiene clasifica al alimentador como semi-rural *cluster 1*.
- Tecnología de GD: Al tratarse de una industria cerámica en la cual se requiere mayor aportación de energía durante las horas laborables, la central cogeneradora se puede clasificar como *cogeneración tipo 1*.
- Escenario de dispersión: Al no existir ningún otro generador, el escenario de dispersión que se produciría al conectar la central cogeneradora sería la de un generador.
- Nivel de penetración: Dado que la potencia de la central es de 2 MW y que la potencia contratada en el alimentador es de 20 MW, el nivel de penetración sería del 10% (ratio entre la potencia instalada de GD y la demanda contratada en el alimentador).
- Probabilidad de sobrecarga admitida: La empresa distribuidora tiene como política admitir como máximo un 0,5% de probabilidad de sobrecarga.
- Tasa anual de crecimiento de la demanda: La distribuidora prevé un crecimiento del 3%.
- Retraso de inversiones: Utilizando la ecuación (5) se determina que la central cogenerador retrasa las inversiones durante 2 años (ver la Tabla 17 que ha sido elaborada a partir de los resultados presentados en la Figura 31).

Tabla 17. Retraso de inversiones de las tecnologías de GD.

Tecnología	Años prorrogados
Cogeneración tipo 1	2
Cogeneración tipo 2	1
Eólica	2
Fotovoltaica	1
Generación de base	5

Al igual que en el caso de las pérdidas, dada la dificultad de elaborar tablas para todos los escenarios posibles, se podría interpolar linealmente entre valores de penetración o entre escenarios de dispersión. Una metodología como la utilizada en el ejemplo anterior podría ser muy útil a la hora de determinar el impacto que produce la GD en las inversiones y podría utilizarse en la determinación de los costes por uso de red que se le asigne a la GD.

Por último, hay que destacar que en el ejemplo anterior el alimentador es un alimentador con muy baja demanda conectada lo que produce que incluso cuando no existe GD admita un gran crecimiento de demanda. Debido a esto, el retraso de inversiones gracias a la conexión de GD tendría lugar mucho tiempo después de su instalación y además el número de años que se retrasa la inversión es prácticamente despreciable.

6. Resumen y conclusiones

En este capítulo se ha estudiado el impacto de la GD en las inversiones. En primer lugar, se revisó el estado del arte del estudio de este impacto. En segundo lugar, se desarrolló una metodología de estudio para evaluar dicho impacto teniendo en cuenta todos los factores fundamentales. Por último se han presentado y analizado los resultados obtenidos en este estudio.

El impacto de la GD sobre inversiones se puede clasificar en dos categorías: impacto en redes existentes e impacto en nuevas redes. En la primera categoría, la GD puede dar origen a nuevas inversiones para acomodar su producción pero también puede contribuir a prorrogar refuerzos en la red debidos al crecimiento natural de la demanda. En la segunda categoría, la GD modifica el diseño de las nuevas redes y por ende las inversiones. La problemática de esta última categoría parte de la base de que la distribuidora es capaz de planificar o dar señales de localización a la GD lo cual hoy en día es prácticamente imposible. El estudio del impacto de la GD en inversiones llevado a cabo en esta tesis se centró en la primera categoría, concretamente en el análisis de prórroga de inversiones cuando la GD se instala por su propia cuenta en las redes de distribución.

En la literatura es prácticamente imposible encontrar cuantificaciones del impacto de la GD en inversiones, demostrando el estado incipiente en el que se encuentra esta área. Las referencias, en general, se centran en el análisis teórico de la potencialidad de la GD

para prorrogar o evitar inversiones. La presente tesis ha contribuido proveyendo resultados numéricos obtenidos de una gran variedad de escenarios.

El algoritmo de cálculo empleado consiste básicamente en comparar la capacidad disponible en el alimentador cuando crece de manera natural la demanda, en escenarios con y sin GD. Si la capacidad disponible es mayor cuando está conectada la GD esto significa que el alimentador puede aceptar más crecimiento de demanda y sería equivalente a una ampliación de la red. Esto es, la GD estaría prorrogando la ampliación.

Uno de los aspectos más importantes que se debe tener en cuenta a la hora de evaluar el impacto de la GD en la prórroga de inversiones es el que ésta produzca en la cuantía y en los momentos adecuados. Dada la variabilidad tanto de la demanda como de la producción de la GD, en esta tesis se recurrió a una metodología probabilista: el método de Monte Carlo.

El estudio de la máxima demanda admisible permitió concluir que el rango de variación de este valor es pequeño y que por lo tanto se puede asumir que este valor permanece constante en todas las horas del año y en todos los escenarios. Este comportamiento tiene sentido en redes radiales debido a que toda la demanda que suministra el alimentador tiene que circular por el tramo de cabecera y la capacidad de éste limita la capacidad de todo el alimentador. Esto permitió simplificar el alimentador como una red de nudo único, no siendo necesario calcular el flujo de cargas para evaluar el impacto de la GD en inversiones.

Los resultados obtenidos muestran que el aumento de la penetración de la GD produce una mayor aceptación de crecimiento de la demanda, es decir, una mayor prórroga de inversiones. Sin embargo, este comportamiento se puede invertir si se alcanzan penetraciones elevadas. En estos casos, la GD en vez de prorrogar inversiones, puede dar origen a refuerzos o nuevas inversiones en la red.

Todas las tecnologías mostraron tener la potencialidad de prorrogar inversiones. Al igual que en el caso de las pérdidas, las tecnologías que mejor se adaptan al perfil de demanda son las que mejores resultados mostraron. La cogeneración tipo 1 y la generación de base obtuvieron los mejores resultados.

La mayor aportación de este capítulo ha sido el desarrollo de una metodología de cuantificación del impacto de la GD en la prórroga de inversiones y la revisión del estado del arte del estudio del impacto de la GD en las inversiones.

Los desarrollos presentados en este capítulo han dado lugar a la siguiente publicación:

V. H. Méndez, J. Rivier, J. I. de la Fuente, T. Gómez, J. Arceluz, J. Marín and A. Mardurga: *"A Monte Carlo Approach for Assessment of Investments Deferral in Radial Distribution Networks with Distributed Generation"* Proceedings of 2003 IEEE Bologna PowerTech, Bolonia, Italia, junio de 2003.

CAPÍTULO 5

SITUACIÓN ACTUAL DE LA REGULACIÓN DE LA GD

1. Introducción

En el capítulo 2 de esta tesis se sentaron las bases de la Generación Distribuida (GD): su concepto, las características técnicas de las diversas tecnologías disponibles para este tipo de aplicaciones así como los posibles impactos que puede provocar. En los capítulos 3 y 4 se estudió en profundidad dos de los impactos técnicos más relevantes: el impacto de la GD en pérdidas y el impacto en inversiones. Adicional a los impactos técnicos de la GD, la conexión de GD en las redes de distribución también conlleva una serie de implicaciones en el ámbito regulatorio.

Durante los últimos años, el sistema eléctrico a nivel mundial se ha visto inmerso en un proceso de reestructuración. Este proceso ha consistido básicamente en la introducción de mecanismos de mercado en las actividades que lo permiten. Las actividades de generación y comercialización de energía son ahora operadas en esquemas competitivos. Las actividades de transporte y distribución siguen siendo consideradas actividades monopolísticas por lo que sus ingresos están sujetos a regulación. En la regulación de estas actividades, existe también una tendencia a cambiar de los esquemas tradicionales de coste del servicio a esquemas basados en una regulación por objetivos de las empresas.

En estos años, también se ha visto un aumento en el fomento de la GD, principalmente debido a políticas de promoción de energías renovables y cogeneración. En concreto, en el ámbito de la Unión Europea, se han establecido una serie de objetivos y directivas enfocadas a la promoción de las energías renovables y la cogeneración (Comisión Europea, 1997; Parlamento Europeo and Consejo de la Unión Europea, 2001, 2004).

Los estados miembros de la Unión Europea (UE) son responsables de trasladar lo dispuesto en las directivas a su propia legislación, atendiendo a los criterios generales establecidos en éstas. En la actualidad, los diversos estados miembros han optado por diferentes enfoques a la hora de trasladar dichas directivas por lo que se pueden encontrar diversos esquemas de promoción o regulación de las energías renovables y la cogeneración.

Hasta ahora, la regulación tanto de actividades competitivas (generación) como de las reguladas (distribución) se han diseñado sin tener en cuenta la GD. De la misma forma, se ha regulado la GD (esencialmente su retribución) sin valorar adecuadamente su impacto en el resto de actividades. Sin embargo, existe una interrelación entre la GD y el resto de actividades que puede afectar positiva o negativamente al sistema. Esto puede llevar a la aparición de barreras artificiales que dificulten el desarrollo de la GD.

El presente capítulo y el siguiente están dedicados a los temas regulatorios asociados a la GD. El objetivo que se persigue en estos dos capítulos es identificar los aspectos que influyen en la integración de la GD; estudiar cómo son tratados estos aspectos en el ámbito internacional y proponer cambios regulatorios, compatibles con los actuales esquemas, que permitan una mejor integración de la GD en el sistema eléctrico. En el presente capítulo se identifican los aspectos que influyen en la integración de la GD y se revisa el tratamiento regulatorio que recibe ésta en el entorno europeo. En el capítulo 6, se estudian en detalle parte de los problemas para la integración de la GD en los actuales esquemas regulatorios y se proponen mejoras en la regulación.

2. Aspectos a considerar para una correcta integración de la GD

La GD ha empezado como algo marginal y por distintos motivos, sin haberse analizado de manera global su integración. A medida que se ha ido desarrollando, han surgido diversos problemas a los que se ha dado respuesta, en algunos casos uno a uno, sin demasiada unidad ni planificación. El no dar una respuesta adecuada a estos problemas puede producir barreras a la expansión e integración de la GD.

El aspecto más tratado en la regulación de la GD ha sido su retribución, para el cual se han desarrollado diversas soluciones algunas con más éxito que otras: precio regulado (*feed-in tariffs*), primas, certificados verdes, etc. Todas ellas persiguen el desarrollo de determinado tipo de GD (renovables y cogeneración) por motivos principalmente medioambientales.

El desarrollo de estas soluciones ha dejado prácticamente al margen los problemas, incompatibilidades o ventajas que pudiera ocasionar al sistema. Al alcanzar la GD los actuales niveles de penetración o vislumbrarse esa posibilidad, es necesario buscar una mejor integración de la GD en el sistema.

Los principales aspectos a considerar para la integración de la GD se pueden agrupar en tres categorías:

- Integración de la GD en las redes.
- Integración de la GD en los mercados.
- Impacto de la GD en la regulación de la distribución.

En esta sección se describen los aspectos que inciden en cada una de estas categorías para en la siguiente sección ver cómo han sido tratados en el ámbito internacional. El análisis detallado de cada uno de éstos y las propuestas de mejora se presentan en el capítulo 6.

2.1. Integración de la GD en las redes

Un aspecto fundamental en el desarrollo de la GD es su integración en las redes, involucrando temas técnicos y económicos. Los principales aspectos que influyen en la integración de la GD en las redes son los cargos de conexión, los cargos por uso de red y las señales de operación que recibe la GD. A continuación se describen estos aspectos.

- **Cargos por conexión:** Estos cargos se originan por los costes ocasionados por la conexión de GD, referentes a la acometida y a los refuerzos o ampliaciones necesarias para acomodar la producción de la GD.

La forma de asignar estos costes puede incidir en la integración de la GD. La asignación de todos los costes incluyendo los costes de refuerzos o ampliaciones pueden obstaculizar el desarrollo de la GD ya que estos costes pueden ser significativos. Por otro lado, asignar únicamente los costes de acometida, no da ninguna señal de localización a la GD ni refleja los costes reales de su conexión.

En este aspecto juega un papel importante la existencia de estándares de conexión ya que su ausencia puede dejar a la GD sujeta a la discrecionalidad de la distribuidora.

- **Cargos por uso de la red:** El mecanismo utilizado para repartir los costes de las redes entre sus usuarios son los cargos por uso de red. Como se ha visto en capítulos anteriores, la GD impacta en las inversiones y por tanto en los costes de las redes, influyendo directamente en la integración de la GD. La teoría indica que cada agente debe ser responsable de los costes que ocasiona. Es por tanto conveniente que se le repercuta a la GD los costes que origina, sean éstos positivos (prórroga de inversiones) o negativos (refuerzos en la red).
- **Señales de operación:** Las señales de operación que reciba la GD determinan el que ésta participe en la prestación de servicios de índole local (suministro o absorción de energía reactiva, reposición del servicio, etc.), en la solución de restricciones en la red o en la reducción de pérdidas.

En la actualidad, el criterio empleado por las distribuidoras es la operación pasiva de las redes, es decir, la operación con la menor supervisión posible. Para poder controlar o aprovechar el efecto de la GD, es necesario cambiar a un esquema de operación activa de las redes. Es por tanto vital desarrollar los mecanismos regulatorios que posibiliten esto.

2.2. Integración de la GD en los mercados

La GD es una fuente de energía y como tal debe competir con la generación convencional por el suministro de dicha energía a los consumidores. Debido a esto, la tendencia actual es a integrar a la GD en los mercados de energía.

En la actualidad, el objetivo de los esquemas de regulación de la GD renovable y cogeneración es reconocer las menores externalidades medioambientales de este tipo de generación, proporcionándoles un incentivo económico. Este tipo de regulación puede interferir con la integración de la GD en los mercados. Asimismo, existen otros aspectos adicionales a la pura generación de energía que influyen en la integración de la GD en los mercados.

Los principales aspectos a considerar para la integración de la GD en los mercados son:

- **Venta de energía de la GD:** En la actualidad existen diversos esquemas para remunerar la producción de la GD, centrados básicamente en el reconocimiento de las menores externalidades medioambientales de las tecnologías renovables y la cogeneración.

Algunos de estos esquemas no permiten la competencia entre generadores, como por ejemplo, un esquema de precio regulado. Esto dificulta la integración de la GD en los mercados.

- **Requisitos de programación de la producción:** La previsibilidad de la producción de los generadores es positiva para el sistema ya que permite una asignación adecuada de los recursos (reserva rodante y reserva terciaria). Algunas tecnologías (sobre todo las renovables) tienen problemas para predecir su producción, llegando a ser una barrera para que éstas se integren en los mercados.
- **Requisitos de los servicios complementarios del sistema:** Los servicios complementarios del sistema son los servicios asociados a la producción, transporte y distribución de energía eléctrica necesarios para garantizar la calidad, seguridad y eficiencia económica del suministro. Algunos de estos servicios son de carácter obligatorio para los generadores, lo cual puede dificultar la integración de la GD en los mercados si ésta no tiene las capacidades técnicas requeridas.
- **Garantía de suministro a largo plazo:** En general, los mercados eléctricos disponen de una señal o incentivo para asegurar el suministro a largo plazo. La asignación de este incentivo se suele hacer teniendo en cuenta la disponibilidad de las instalaciones generadoras. Las tecnologías de GD que dependen de recursos como el viento o el sol, pueden contribuir muy poco o incluso no contribuir a la garantía de suministro. Los requerimientos de garantía de suministro pueden incidir en la integración de la GD en los mercados.

2.3. Impacto de la GD en la regulación de la distribución

El último de los aspectos que incide en la integración de la GD es el impacto que ésta puede producir en la regulación de la distribución. Para integrar la GD en el sistema es crucial la interrelación existente entre la GD y la distribución y las señales regulatorias que reciben cada una de las partes.

Los principales aspectos a considerar en el impacto de la GD en la regulación de la distribución son:

- **Impacto en la retribución de las distribuidoras:** Los actuales esquemas de regulación de la GD se suelen diseñar sin tener en cuenta las repercusiones que puede producir en la retribución de las distribuidoras. El interés que tenga

la distribuidora en fomentar o en poner barreras a la GD dependerá del impacto que produzca la GD en su retribución.

Por ejemplo, si la retribución está basado en un esquema de recuperación de coste, aunque la GD sea una alternativa económicamente atractiva, la distribuidora puede no estar interesada en ésta. En este esquema, se le asegura a las distribuidoras una tasa de retorno sobre sus inversiones por lo que podría interesarle mayores inversiones que le lleven a mayores ingresos. También, si la retribución de la distribuidora está basada en un esquema volumétrico, bajo ciertas circunstancias, la GD puede producir una menor facturación debido al suministro local de energía, repercutiendo directamente en la cuenta de resultados de la distribuidora.

- **Impacto en el incentivo a la optimización de pérdidas:** La optimización de pérdidas ha sido siempre uno de los objetivos de la regulación de la distribución. En general, existe un incentivo explícito en la regulación para la optimización de pérdidas.

El impacto que produzca el efecto de la GD en las pérdidas sobre la optimización de éstas, está muy ligado a la regulación de pérdidas a la que está sujeta la distribuidora. Tradicionalmente, la optimización de pérdidas se ha incentivado haciendo competir a las distribuidoras con un valor de pérdidas de referencia o estándar. Como se vio en el capítulo 3, la GD puede impactar positiva o negativamente en las pérdidas y por lo tanto incidirá directamente en el incentivo que recibe la distribuidora.

- **Reconocimiento de las inversiones:** Si la GD se incluye en el proceso de planificación de las redes como una variable de decisión más, se modificará el diseño de las redes de distribución y por consiguiente las inversiones. Por ejemplo, la inclusión de la GD puede requerir un diseño que incluya dispositivos de monitorización o comunicación que antes no eran necesarios.

La inclusión de la GD también puede llevar a un diseño más eficiente de las redes que aproveche las potencialidades de la GD, redundando en beneficio del sistema en su conjunto. Esto tiene connotaciones en la regulación de la distribución.

- **Incentivos a la innovación:** En la actualidad, las distribuidoras suelen utilizar un esquema de operación pasiva para gestionar sus redes. El objeto de este esquema es la operación de la red con la menor supervisión posible. Para sacar provecho de las potencialidades de la GD es necesario innovar este esquema.

La innovación por medio de la gestión activa de las redes plantea problemas regulatorios asociados a los costes de las inversiones necesarias para la gestión activa, la regulación que permita a la distribuidora controlar o gestionar recursos ajenos como la GD así como la remuneración de los servicios que puede prestar la GD para la gestión activa de las redes. Por otro lado, este tipo de gestión puede llevar a una mejor eficiencia en la gestión de las redes de distribución.

3. Revisión Internacional del tratamiento de la GD

En la sección anterior se describieron los aspectos que influyen en la integración de la GD en el sistema, en esta sección se revisa cómo han sido tratados estos aspectos en el ámbito internacional.

En la actualidad, se puede encontrar una gran diversidad de regulaciones de la GD. Con el objeto de tener la visión de una muestra significativa de las diversas regulaciones, en los siguientes apartados se presenta una revisión de la regulación de cinco países del entorno europeo. En concreto, se revisa la regulación del Reino Unido, Dinamarca, Países Bajos, Portugal y España.

La elección de estos países se hizo teniendo en cuenta el impulso que están dando dichos países a este tipo de generación. Por ejemplo, el Reino Unido ha sido pionero en fomentar la GD y tiene grupos de trabajo dedicados al estudio de la problemática asociada. Dinamarca y España han tenido un desarrollo espectacular especialmente en lo que se refiere a la generación eólica. Los Países Bajos han fomentado fuertemente la cogeneración y las renovables, llegando a alcanzar niveles de penetración importantes. Portugal es un país vecino y de cara al futuro Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es interesante estudiar el tratamiento que recibe la GD en este país.

La revisión de la regulación de estos países se presenta en los siguientes apartados. La estructura de la revisión de cada país es la misma: primero se revisan los mecanismos de remuneración de la GD y después la integración de la GD ya que son los fundamentos para el desarrollo de la GD. Se podrá comprobar que normalmente en Europa se asimila la GD a renovables y cogeneración, no habiendo hueco prácticamente para ninguna otra tecnología.

3.1. Reino Unido

En el Reino Unido (UK) el objetivo de energía suministrada de origen renovable para el año 2010 es el 10%. Asimismo, el objetivo de potencia instalada de cogeneración para ese mismo año es de 10 GW. Las principales motivaciones para fomentar la GD en UK han sido la legislación medioambiental, mejoras técnicas de la GD, consideraciones económicas y la liberalización del sector eléctrico (Mariyappan and Leach, 2002).

A continuación se describen los diversos esquemas que se han utilizado en UK para fomentar la GD así como su integración en el sistema eléctrico.

3.1.1. Fomento de la GD

El sector eléctrico en UK fue privatizado en 1989-1990 y a partir de esa fecha las energías renovables y la cogeneración se han visto fomentadas por los diversos esquemas establecidos. A continuación se describen dichos esquemas.

3.1.1.1. GD renovable

Dos son los esquemas principales que se han utilizado desde esa fecha para fomentar las energías renovables: la *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO) y la *Renewables Obligation*. A continuación se describen brevemente estos esquemas.

Non-Fossil Fuel Obligation

La *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO) fue introducida por las secciones 32 y 33 de la *Electricity Act* de 1989. Su objetivo era lograr la instalación de 1.500 MW de potencia neta declarada (potencia equivalente al de una planta convencional que produciría la misma potencia media anual).

La NFFO consistía básicamente en un proceso competitivo de subasta por medio del cual los proyectos de energía renovable competían entre sí por un precio de venta de su energía, comprometiéndose el Estado a comprar la producción de dichas centrales al precio resultante en las subastas durante un período de tiempo determinado. Durante el período 1990-1998 se llevaron a cabo cinco subastas, siendo el período de compra a precio garantizado para las dos primeras subastas hasta finales de 1998 mientras que para el resto de subastas se garantizaban 15 años de compra. En este último caso, existía también un período adicional para la puesta en marcha de la instalación de hasta 4 años para la NFFO3 y de 5 años para la NFFO4 y la NFFO5.

Los fondos para financiar este programa provenían del *Fossil Fuel Levy* (FFL) el cual consistía en un cargo extra en la tarifa eléctrica que pagaban todos los consumidores. Este cargo extra era originalmente utilizado para subvencionar las centrales nucleares y una pequeña parte se destinó a este programa. En 1996 se dejó de subvencionar las centrales nucleares, disminuyendo así sustancialmente su monto desde el 11% del año fiscal 1990-1991 al 3,7% en 1996. En el año fiscal 1999-2000 su monto era únicamente del 0,3% y se utilizaba en su práctica totalidad a financiar la NFFO.

La potencia así como la mezcla de tecnologías que se asignaban en cada subasta era decidida por el ente encargado (*Department of Trade and Industry-DTI*) dependiendo del monto del FFL disponible así como de las ofertas recibidas para cada tecnología. Cualquier sobrecoste que excediera los fondos disponibles del FFL se repercutían directamente en el presupuesto del DTI. Este aspecto fue de mucha importancia en este programa ya que el DTI tenía el mandato de disminuir el precio medio por kWh de la NFFO y dada las limitaciones de los fondos del FFL, se veía incentivado a asignar los recursos disponibles a las tecnologías o proyectos más económicos. Esto repercutía en que las tecnologías menos maduras que necesitaban más recursos para desarrollarse, no se veían muy fomentadas por este programa.

Como resultado de las diversas subastas de la NFFO, el precio disminuyó considerablemente. Hay que tener en cuenta que debido a que en las dos primeras subastas únicamente se garantizaba la compra de energía al precio resultante hasta 1998, los

promotores se veían obligados a amortizar su instalación en un tiempo menor que el de su vida útil por lo que ofertaban a un precio mayor. Además, se trataba de la primera vez que se instalaban comercialmente este tipo de plantas por lo que existía incertidumbre en los costes exactos de producción y las reducciones que se podían conseguir en el medio plazo. A manera de ejemplo, en la NFFO1 y la NFFO2 el precio para la energía eólica fue de 10 y 11 peniques/kWh (14 y 15,4 c€/kWh)⁵ mientras que para el resto de subastas los precios fueron de 4,45; 3,56 y 2,88 p/kWh (6,23; 4,98 y 4,03 c€/kWh).

El éxito limitado de la NFFO es complicado de analizar aunque se pueden destacar tres razones (Mitchell, 2000):

- **Presentación de ofertas optimistas:** La inexistencia de penalizaciones por incumplimiento de los contratos de las subastas de la NFFO permitían que en muchos casos los participantes presentaran ofertas en un escenario optimista, previendo que en 4 ó 5 años podían reducir sus costes gracias a las mejoras tecnológicas que esperaban. Si estas previsiones no se cumplían, la viabilidad económica de estos proyectos se veía comprometida por lo que los promotores optaban por rescindir los contratos o dejar que expiraran sin ninguna penalización. Esta situación incluso podría haber originado situaciones de competencia desleal en la cual un participante ofertara a un precio excesivamente bajo con tal de ganar el contrato a la competencia aún a sabiendas que a ese valor el contrato podría ser inviable.
- **Obtención de permisos:** En la práctica era muy difícil para un participante escoger un emplazamiento que permitiera ofertar a bajo precio y que no tuviera problemas para la obtención del permiso de construcción. El primer escollo que tenían que salvar los participantes era ganar en la subasta y luego se preocupaban por la obtención de los permisos. Las dos primeras subastas tenían la presión añadida de lo limitado del tiempo garantizado para la compra de su energía (finales del año 1998) por lo que cualquier retraso en los permisos comprometía la viabilidad del proyecto. Por esta razón, en las restantes subastas se añadió un período adicional de 4 ó 5 años para la puesta en marcha de la instalación.

Además, dada la ardua competencia en las subastas, en muchos casos los ganadores eran las empresas eléctricas tradicionales en detrimento de promotores de energías renovables y de promotores locales. Esto producía renuencia en las autoridades locales a la hora de dar los permisos correspondientes.

Para tratar de solucionar este problema, se estableció posteriormente la movilidad geográfica de los proyectos (Wragge&Co., 2003) pero esto en la práctica no servía de nada para aquellas instalaciones que dependen del recurso local como pueden ser las instalaciones eólicas o hidráulicas.

- **Falta de incentivos para la investigación y desarrollo:** Dado que el objetivo de la NFFO es obtener el menor coste posible por kWh, se convierte en un mecanismo que fomenta las tecnologías cuyo coste es cercano al del mercado. Las tecnologías que necesitan investigación y desarrollo muy difícilmente se ven fomentadas con este esquema.

⁵ Se ha utilizado la tasa de cambio de 1 £ = 1,4 €.

Por otro lado, la competencia por disminuir los costes obligaba a los promotores a tener que importar tecnología desarrollada en otros países, en detrimento del desarrollo de la industria nacional.

El principal logro de la NFFO fue la bajada del precio por kWh renovable, demostrando que las energías renovables pueden ser una alternativa económica en la lucha contra el cambio climático. Sin embargo, la NFFO no fue capaz de alcanzar la meta de potencia que se había establecido (no fue hasta en 2002 que se alcanzaron los 1000 MW netos declarados), ni de fomentar la investigación y desarrollo en la industria del Reino Unido.

Renewables Obligation

La NFFO estaba completamente desligada del mercado de electricidad mientras que la tendencia en la actualidad es hacer que la GD conviva en los mercados de electricidad y UK no ha sido la excepción. Es así como con la entrada en vigor en el año 2001 del nuevo esquema conocido como *New Electricity Trading Arrangement* (NETA) se derogó la NFFO (los contratos firmados gracias a la NFFO se respetaron) y se introdujo una nueva política conocida como *Renewables Obligation*.

NETA consiste básicamente en contratos bilaterales privados entre generadores y suministradores complementado con un mercado para resolver los desvíos generación-demanda. NETA establece que los suministradores de energía eléctrica tienen que certificar, para cada año fiscal, que una determinada cantidad (en tanto por ciento) de la energía que han suministrado tiene origen renovable. La cuota de renovables impuesta en el primer año fiscal (2002-2003) correspondía al 3% y está previsto que alcance el 10% para el año fiscal 2010-2011.

Esta política ha dado origen a un mercado de certificados gracias a la emisión de certificados renovables conocidos como *Renewables Obligation Certificates* (ROCs). Los ROCs son producidos únicamente por los generadores renovables autorizados. Los suministradores pueden cumplir su obligación de cuota de energía renovable de tres formas:

- a) Produciendo ROCs por medio de generación renovable o comprando electricidad a generadores renovables autorizados.
- b) Comprando ROCs en el mercado libre.
- c) Pagando el precio de 3 peniques (4,2 c€) por cada kWh de déficit respecto a la cuota establecida.

Gracias a esta regulación, los generadores renovables reciben dos ingresos: mercado de electricidad y venta de ROCs. Dado que el precio de la penalización por incumplimiento es de 4,2 c€/kWh, el máximo precio que estarían dispuestos a pagar los suministradores por los ROCs y por ende el máximo ingreso adicional sobre el precio del mercado que podrían recibir los generadores renovables es 4,2 c€/kWh.

No todo son ingresos con la *Renewables Obligation* ya que NETA implica la participación en el mercado de desvíos. La GD puede participar en dicho mercado ya sea individualmente o de forma agregada o incluso optar por no participar en dicho mercado. Si no participa en el mercado de desvíos, el contrato que realizará con el suministrador por la venta de su energía será a un precio menor ya que éste deberá asumir los costes de los desvíos.

Los costes impuestos por el mercado de resolución de desvíos han significado grandes perjuicios para los pequeños generadores, especialmente los eólicos y la cogeneración (DTI/OFGEM Embedded Generation Working Group, 2001a). El precio recibido por la GD disminuyó un 17% debido al mecanismo de resolución de desvíos, disminuyendo sus exportaciones de energía en un 44%. En el caso de la cogeneración, su precio disminuyó un 12% y sus exportaciones un 60% (International Energy Agency, 2002).

Inicialmente, la resolución de estos desvíos se hacía con una ventana temporal de 3,5 horas la cual luego fue modificada a 1 hora. El objeto de este cambio es perjudicar lo menos posible a la generación no gestionable como la eólica y la cogeneración ya que su predicción puede mejorar si se hace con una menor antelación.

Dado que la *Renewables Obligation* es relativamente reciente, es difícil evaluar a la fecha la efectividad de este programa.

3.1.1.2. GD no renovable

En UK, el único fomento existente para la GD no renovable es cuando se utiliza en aplicaciones de cogeneración. En este caso, puede verse beneficiada por los esquemas de exención de impuestos o contribuciones (*Climate Change Levy* y *Business Rates*), subsidios (*Enhanced Capital Allowances*), acuerdos con sectores industriales (*Climate Change Agreements*) y esquemas de reducción de emisiones (*Emission Trading*, *Carbon Trust* y *Energy Savings Trust*) (ICCEPT and E4tech, 2003).

3.1.2. Integración de la GD

A pesar de los esquemas de incentivos existentes para la GD en UK, todavía persisten muchas barreras que dificultan su integración. Los principales aspectos que intervienen en la integración de la GD son:

- **Regulación de las redes de distribución:** Este aspecto es fundamental ya que incide en la GD de diversas maneras:

- **Retribución de las empresas distribuidoras:** Las empresas distribuidoras en el Reino Unido están sometidas a una regulación del tipo *price cap*. El período regulatorio es de 5 años aunque el proceso de revisión para el siguiente período puede requerir 2 años.

Para la determinación de las tarifas en el inicio del período regulatorio se tiene en cuenta una tasa de retorno para los activos de la empresa (actualmente es del 6,5%), costes de operación y la depreciación. Los costes de conexión no son tenidos en cuenta en este proceso.

Al tratarse de un esquema *price cap*, los ingresos de la distribuidora aumentan al aumentar la cantidad de energía vendida por lo que si la GD se usa para suministrar localmente demanda, la distribuidora verá disminuidos sus ingresos. Dado que la distribuidora está obligada a dimensionar su red para el 100% de la demanda y ya que la máxima demanda se mide por la energía entregada a los consumidores, la pre-

sencia de GD que suministra localmente demanda, afecta negativamente los ingresos de la distribuidora.

Asimismo, los cargos por uso de la red conocidos como *Distribution Use of System Charges* son aplicables únicamente a los consumidores, estando la GD exenta de dichos cargos. Esto produce que las distribuidoras no vean en la GD una fuente de ingresos.

Por otra parte, las distribuidoras incorporan a sus activos las inversiones en red que realizan, recuperando dichos costes a través del mecanismo de fijación de las tarifas. Esto produce que a mayores inversiones en red, mayores tarifas y por lo tanto mayores ingresos. Esto lleva a que las distribuidoras no vean en la GD una alternativa a nuevas inversiones en red.

Los costes de operación son comparados con el resto de distribuidoras (*benchmarking*) teniendo en cuenta el tamaño de la red y su geografía. El objetivo de esto es incentivar a que las distribuidoras operen eficientemente sus redes, disminuyendo así sus costes de operación. Esto se traduce en la práctica en que las distribuidoras tratan de evitar en la manera de lo posible nuevas tareas que les hagan incurrir en gastos de operación como los que puede ocasionar la GD.

- **Costes de conexión de la GD:** los cargos de conexión para la GD son del tipo directo e indirecto (*deep cost*). Esto significa que la GD está obligada a pagar tanto los costes directos (acometida) como todas las inversiones necesarias para el correcto funcionamiento del sistema, incluyendo refuerzos o modificaciones en niveles de tensión superiores al de su conexión (costes indirectos).

Las distribuidoras se encuentran en una posición de poder ya que no existe ninguna estandarización en los costes de conexión. Las distribuidoras no tienen ningún incentivo para disminuir los costes de conexión ni diseñar las redes con vistas a la incorporación de GD. Además, no existe información pública para saber si los costes estimados por la distribución son correctos.

Los cargos de conexión pueden llegar a ser en muchos casos prohibitivos, repercutiendo directamente en la viabilidad económica de los proyectos de GD. Además, este tipo de costes produce el problema conocido como *first comer* o *free riders* ya que la primera GD que se conecta tiene que cargar con todos los costes de los refuerzos o inversiones y la nueva GD se ve beneficiada sin tener que pagar ningún coste.

- **Pérdidas:** El incentivo para que las distribuidoras disminuyan las pérdidas consiste en un ingreso adicional equivalente a 0,03 £ (0,042 €) por cada kWh de pérdidas disminuidas teniendo en cuenta la media móvil de un período de 10 años. Si las pérdidas aumentan entonces es un sobrecoste para las distribuidoras.

Sin embargo, la reducción de pérdidas conseguida gracias a la GD se descuentan de las reducciones totales (Mitchell and Connor, 2002) por lo que las distribuidoras no están incentivadas a usar la GD como una alternativa para reducir pérdidas.

- **Reglas del mercado de electricidad:** El diseño del NETA favorece a los generadores gestionables en detrimento de los generadores con problemas de gestión (DTI/OFGEM Embedded Generation Working Group, 2001a), e.g. eólica y cogeneración con demanda térmica impredecible. La mayoría de pequeños generadores no participan directamente en NETA sino a través de un suministrador el cual generalmente está en posición de monopolio en su área geográfica. A esto hay que añadir que los costes de membresía para la participación en el mercado de resolución de desvíos es otra de las razones para que los pequeños generadores participen a través de un suministrador. Esta posición de dominio de los suministradores repercute negativamente en el precio que pagan a los pequeños generadores.

Inicialmente, NETA permitía ajustar la posición de los generadores con una antelación de 3,5 horas lo cual afectaba a aquellas tecnologías con problemas de gestión. Sin embargo, esta disposición fue cambiada a 1 hora para disminuir el perjuicio que suponía a estos generadores.

- **Obtención de permisos:** La dificultad para obtener permisos de construcción de instalaciones renovables, principalmente eólicas, fue una de las causas del limitado éxito de las NFFO tal como se describió anteriormente. Además, la falta de información sobre la planificación evita que la GD pueda detectar oportunidades de negocio.
- **Estándares de conexión:** La otrora *Electricity Association* publicó tres estándares (*Engineering recommendations*) centrados en los requerimientos técnicos de conexión de la GD los cuales se encuentran recogidos en los procedimientos de operación y planificación aplicables a la actividad de distribución. Estos estándares son:
 - ER G59/1 (*Recommendations for the connection of embedded generating plant to the Public Electricity Suppliers distribution systems*): Este estándar está diseñado para plantas generadoras con potencia instalada menor a 5 MW y conectadas a una tensión menor o igual a 20 kV.
 - ER G75/1 (*Recommendations for the connection of embedded generating plant to Public distribution systems above 20kV or with outputs over 5MW*): Este estándar es el complemento al ER G59/1 ya que abarca las plantas que no tiene en cuenta dicho estándar (plantas conectadas a tensiones mayores a 20 kV o con potencia mayor a 5 MW).
 - ER G83/1 (*Recommendations for the connection of small-scale embedded generators (up to 16 A per phase) in parallel with public low-voltage Distribution Networks*): Como su nombre lo indica, este estándar es de aplicación a pequeños generadores (hasta 16 amperios por fase) conectados en baja tensión.

En enero de 2001 el ente regulador, *The Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM), formó un grupo de trabajo compuesto por representantes del gobierno y de la industria conocido como el *Embedded Generation Working Group*. Este grupo puso de manifiesto algunos de los problemas detallados anteriormente (DTI/OFGEM Embedded Generation Working Group, 2001b), concluyendo que si no se seguían las recomendaciones de su informe, era probable que el nivel de GD pretendido por el gobierno no se alcanzara.

Algunos de los cambios propuestos por este grupo eran:

- **Cambiar los costes de conexión de deep costs a shallow costs:** la utilización de *shallow costs* significaría que la GD pagaría únicamente los costes estrictamente necesarios para su conexión (acometida) o unos costes estándares iguales para toda la GD.
- **Utilización de cargos por uso de la red:** aplicación de estos cargos igual que en el caso de los consumidores. Dichos cargos se podrían utilizar para enviar señales de localización a la GD.
- **Revisión de los estándares de diseño de las redes de distribución:** esto permitiría que las distribuidoras puedan sacar provecho de algunas de las potencialidades de la GD.
- **Provisión de información sobre las redes de distribución:** la información sobre futuros desarrollos de las redes de distribución podría servir para identificar oportunidades para la GD.

A raíz de las recomendaciones del *Embedded Generation Working Group*, OFGEM ha formado el *Distributed Generation Co-ordinating Group* (DGCG) con miembros del gobierno, OFGEM, el sector eléctrico y otras organizaciones, con el objetivo de introducir mejoras regulatorias para promover la GD en el próximo período regulatorio.

A manera de resumen, se presentan en la siguiente tabla las principales características de la regulación de la GD en UK.

Tabla 18. Resumen de la regulación de la GD en UK.

País	Retribución		Conexión				Operación		Otros	
	Esquema de retribución	Reconocimiento del impacto	Coste de conexión	Limitación de potencia	Pago por uso de la red	Estándar de conexión	Requerimiento de predicción	Participación en servicios auxiliares	Retribución de las distribuidoras	Propiedad de la GD
UK	Mercado más venta de certificados para renovables	No (las reducciones de pérdidas logradas con GD no se tienen en cuenta en el incentivo por reducción de pérdidas de la distribuidora)	Costes tipo <i>deep</i> (la GD tiene que pagar todos los costes)	No	No	Sí	Obligación de participación en el mercado de resolución de desvíos	No	<i>Price cap</i>	Cualquier promotor, incluyendo distribuidoras

Los esquemas anteriormente descritos han logrado que en el año 2003 la potencia instalada de renovables (excluyendo la gran hidráulica) fuera de 2.154 MW, produciendo un 2,67% del total de la energía eléctrica generada en UK. En el caso de la cogeneración, la potencia instalada fue de 4.879 MW y produjo un 6% de la energía eléctrica total (The Department of Trade and Industry, 2004).

3.2. Dinamarca

La crisis del petróleo durante la década de los años setenta llevó a un cambio en la política energética de Dinamarca. En 1976 se promulgó una política cuyo objetivo era disminuir la dependencia del petróleo que tuvo como consecuencia la aparición de pequeñas plantas cogeneradoras y el incremento del uso de las fuentes renovables.

A continuación se describen los esquemas que se han empleado para fomentar la GD en Dinamarca y su integración en el sistema eléctrico.

3.2.1. Fomento de la GD

En la actualidad, existe en Dinamarca el compromiso de disminuir las emisiones de CO₂ en un 20% en 2005 con respecto a los niveles de 1998. Gracias a este compromiso, las energías renovables se han visto muy fomentadas en los últimos años. A continuación se describen los esquemas que se han utilizado para fomentar la GD.

3.2.1.1. GD renovable

El fomento de la GD en Dinamarca se puede clasificar en dos grandes etapas: la etapa anterior a la *Electricity Supply Act* y la etapa posterior a esta legislación. En los siguientes apartados se describe brevemente dichas etapas.

Etapa anterior a la Electricity Supply Act

Desde mediados de la década de los años 80s hasta finales de la década de los años 90s, la GD se vio fomentada básicamente por un esquema de precios regulados y subvenciones que diferenciaba según el tipo de tecnología (Sijm, 2002):

- ***Biomasa***: A esta tecnología se le pagaba utilizando el criterio de costes evitados, dependiendo del período horario en el cual producían su energía (punta, llano o valle).
- ***Eólica***: La tarifa regulada de esta tecnología consistía en el 85% de la tarifa que pagaban los consumidores. Debido a que estas tarifas variaban en función de las áreas de distribución de cada empresa distribuidora, el precio que recibía esta tecnología podía variar entre 3 y 5 c€/kWh a finales de los años 90s.

Adicionalmente al precio regulado, a los generadores renovables se les reembolsaba el pago del impuesto del carbón y recibían un subsidio del gobierno. En total, estas ayudas podían llegar a alcanzar 3,6 c€/kWh por lo que la generación eólica podía llegar a recibir 8 c€/kWh. Esto producía que la tasa de retorno fuera muy atractiva para los promotores lo cual contribuyó a la expansión de este tipo de generación pero representaba una gran coste para la sociedad. Esto produjo que la promulgación de la *Electricity Supply Act* modificara este esquema tal como se describe en el siguiente apartado.

Electricity Supply Act

Esta legislación fue promulgada en junio de 1999 y estableció una categoría de generación prioritaria (*priority production*) la cual tiene prioridad sobre la generación convencional. Dicho tipo de generación comprende tanto la cogeneración como las energías renovables.

Las distribuidoras están obligadas a comprar toda la producción de estas plantas a un precio regulado. Dicho precio regulado depende de la tecnología de GD empleada:

- **Biomasa y residuos:** Estas tecnologías reciben el precio correspondiente al coste marginal de largo plazo de producción y transporte de electricidad, tomando como referencia una planta de ciclo combinado de gas natural. El precio incluye el coste de combustible, costes de operación y coste de inversión de largo plazo. Además, se incluyen un término por pérdidas evitadas y costes de expansión de la red (estos términos han sido criticados dada la dificultad de su definición y porque, al parecer, son determinados políticamente y no técnicamente). Estos últimos términos son mayores cuanto menor es la tensión de conexión de la planta. El precio regulado es calculado anualmente por el Operador del Sistema (OS).

Asimismo, estos generadores reciben un subsidio (entre 1,34 y 3,62 c€/kWh) durante un período transitorio. El valor del subsidio como el período transitorio depende de la tecnología de generación.

- **Eólica:** Para esta tecnología, su precio regulado está constituido por varios componentes que dependen de si los aerogeneradores pertenecen a una compañía regulada o no, la cantidad de energía producida y la fecha de puesta en marcha. Dada la complejidad de esta remuneración se refiere al lector a (de Vries, *et al.*, 2003) para una descripción más detallada. Someramente, la remuneración de esta tecnología está constituida por un precio base, un subsidio y un componente especial que depende de las características de los aerogeneradores.

Adicional a este esquema, existe un esquema para incentivar la repotenciación de aerogeneradores con potencia inferior o igual a 150 kW. Los dueños de este tipo de aerogeneradores pueden cobrar un precio mayor por su producción si invierten en un aerogenerador nuevo de mayor potencia.

- **Fotovoltaica:** Las instalaciones fotovoltaicas con potencia instalada menor o igual a 6 kW utilizan el esquema de *net-metering*. Esto es, en su facturación su producción se resta a su consumo lo cual significa que reciben el mismo precio por kWh generado que el que paga el consumidor. Las instalaciones con potencia mayor a 6 kW son tratadas como plantas industriales o descentralizadas.
- **Otras tecnologías:** El resto de tecnologías de GD deben negociar su precio con la empresa distribuidora.

El precio regulado⁶ es pagado por las distribuidoras a la generación prioritaria y éstas son compensadas por el Operador del Sistema. El OS recauda el coste de este tipo de generación aplicando un cargo adicional en la factura eléctrica en función de la energía demandada por cada consumidor. Este coste incluye tanto el coste por kWh producido por estos generadores, los costes de desvíos originados por este tipo de generación así como los costes administrativos que la gestión de este tipo de producción ocasionan al OS.

Las reformas introducidas en la *Electricity Supply Act* establecían la creación a partir de 2003 de un mercado de certificados verdes para sustituir el esquema de precios regulados descrito anteriormente. Sin embargo, dadas las preocupaciones expresadas por el sector, esta disposición ha sido aplazada indefinidamente hasta que no exista la posibilidad de establecer un esquema similar a nivel europeo (Lorenzen, 2002).

⁶ Este tipo de precio es conocido en la literatura anglosajona como “*feed-in tariffs*”.

3.2.1.2. GD no renovable

El fomento de la GD de tipo no renovable es únicamente posible en Dinamarca si se usa en aplicaciones de cogeneración. El tratamiento de la cogeneración es el mismo de la biomasa, es decir, en el período anterior a la *Electricity Supply Act*, a la cogeneración se le pagaba utilizando el criterio de costes evitados, dependiendo del período horario en el cual producían su energía (punta, llano o valle). Con la entrada en vigor de la *Electricity Supply Act*, la cogeneración recibe el precio correspondiente al coste marginal de largo plazo de producción y transporte de electricidad, tomando como referencia una planta de ciclo combinado de gas natural. El precio incluye el coste de combustible, costes de operación y coste de inversión de largo plazo. Además, se incluyen un término por pérdidas evitadas y costes de expansión de la red. Estos últimos términos son mayores cuanto menor es la tensión de conexión de la planta. El precio regulado es calculado anualmente por el OS.

Asimismo, estos generadores reciben un subsidio (entre 1,34 y 3,62 c€/kWh) durante un período transitorio. El valor del subsidio como el período transitorio depende de la tecnología de generación.

3.2.2. Integración de la GD

Los principales aspectos que afectan la integración de la GD son:

- **Regulación de las redes de distribución:**
 - **Retribución de las empresas distribuidoras:** En Dinamarca, la retribución es del tipo *revenue cap* con un esquema de comparación tipo *benchmarking*. Este esquema se utiliza para fijar dos requisitos de eficiencia: uno general para el sector y otro específico para cada una de las empresas distribuidoras. En principio, este esquema no afecta a la GD ya que el método utilizado para el cálculo de la eficiencia tiene en cuenta prácticamente todos los parámetros que son afectados por la GD: tamaño de la red, número de transformadores, número de clientes, etc. (Tech-wise, 2002). El actual período regulatorio comenzó el 1 de enero de 2004 y finaliza el 31 de diciembre de 2007.

Sin embargo, existe un aspecto que sí afecta a las distribuidoras y es el hecho de que en el cálculo del cargo por generación prioritaria que se aplica en las tarifas eléctricas no se incluyen los costes que este tipo de generación les producen a las distribuidoras. Únicamente se tienen en cuenta los costes que le ocasionan al OS pero no los costes que ocasionan a éstas. Algunas empresas se han quejado porque esta situación puede poner en una situación de desventaja a aquellas empresas con gran penetración de GD en sus redes. Como consecuencia de esto, se puede producir renuencia en las distribuidoras a la conexión de GD con el consiguiente perjuicio para el fomento de este tipo de generación.

- **Costes de conexión a la red:** La generación prioritaria paga por su conexión la cantidad correspondiente a una conexión a una tensión de

10 kV. Si la distribuidora, por razones técnicas o económicas, quiere conectar la planta a una tensión superior entonces la distribuidora carga con el sobrecoste. Por el contrario, si el propietario de la GD es quien quiere conectarse a una tensión superior entonces es él el responsable de pagar el sobrecoste.

El nivel de tensión de conexión es importante ya que el precio regulado recibido por la instalación es función de éste: a menor tensión, mayor precio.

En el caso de la generación eólica, la empresa distribuidora está obligada a expandir la red hasta un punto en la frontera de los sitios que han sido señalados como áreas de desarrollo eólico, siempre y cuando los aerogeneradores que se van a instalar sean mayores o iguales a 1,5 MW.

Si la generación eólica se encuentra en el mar (*off-shore*), las empresas distribuidoras están obligadas a expandir su red en el mar, si fuera necesario, en las áreas señaladas en *The action plan for off-shore wind turbines*. Si la instalación no se encuentra en dichas áreas, es el promotor el encargado de conectar el parque eólico hasta la red que se encuentra en tierra (Lorenzen, 2002).

- **Cargos por uso de red:** La generación prioritaria está exenta del pago de los cargos por uso de las redes de transporte y distribución, estando obligada únicamente a pagar la cuota fija correspondiente a los costes de facturación y lectura de medidores. La GD no incluida en la categoría de generación prioritaria tiene que pagar cargos por uso de red así como la cuota fija.
- **Despacho de la generación prioritaria:** La base del sistema de fomento de la GD es el requerimiento de que todos los consumidores tienen que comprar un determinado porcentaje de su consumo en energía prioritaria. Con un día de antelación el OS, teniendo en cuenta la predicción de la demanda, calcula la energía diaria que se tiene que obtener de este tipo de generación para cumplir el requisito de dicho porcentaje de consumo. Con el objeto de disminuir los requerimientos de resolución de desvíos, la diferencia entre la predicción de la producción de generación prioritaria y la energía que debería consumirse para cumplir con el porcentaje establecido, es negociada por el OS en el *Nord Pool* (mercado mayorista nórdico).

Dado que normalmente tanto la previsión de la generación prioritaria como la previsión de demanda no son exactas, el OS tiene que ajustar en tiempo real los desvíos que surjan. El coste de los desvíos debido a diferencias en las previsiones de demanda es asumido por los consumidores. Lo mismo ocurre con la generación convencional (asume el coste de sus desvíos) pero no sucede así con la generación prioritaria. En el caso de este último tipo de generación, el OS es el responsable de ajustar sus desvíos, estando el coste de dichos desvíos incluido en el cargo adicional de la factura eléctrica correspondiente a este tipo de generación. Esto claramente incentiva a que la generación prioritaria no gestione su producción ya que no se les repercute ningún coste de desvíos.

- **Obtención de licencias:** Todas las instalaciones con potencia superior a 25 MW están obligadas a obtener una licencia de funcionamiento. En el caso de las instalaciones con potencia igual o inferior a 25 MW, únicamente están sujetas a los procedimientos de obtención de permisos de construcción.
- **Estándares de conexión:** Los promotores deben cumplir una serie de requisitos para la conexión de sus instalaciones. En el caso de instalaciones eólicas, los aerogeneradores deben cumplir una serie de especificaciones: sistemas de seguridad, requisitos mecánicos del aerogenerador y de la estructura, componentes eléctricos, nivel de ruido, etc. Los promotores deben presentar la documentación necesaria para demostrar el cumplimiento de dichas especificaciones.

La principal crítica que se le puede hacer al sistema danés es la falta o ausencia de incentivos para la gestión de la producción prioritaria. La responsabilidad de la gestión de los desvíos de la generación prioritaria recae sobre el OS y éste a su vez está habilitado para pasar el sobre coste de dichos desvíos al cargo extra de la tarifa que pagan los consumidores. Esto es ineficiente por cuanto ningún agente se preocupa por disminuir dichos costes.

Debido a que esta generación es inmune a los costes de desvíos, no se incentiva a que los generadores gestionen su producción. En el caso de la cogeneración ya se han dado algunos pasos para disminuir este efecto, ligando la remuneración que reciben al período horario de producción (punta, llano o valle).

Esto también afecta la seguridad del suministro ya que únicamente las instalaciones con potencia superior a 25 MW están obligadas por su licencia a modificar su producción si el OS lo requiere.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las principales características del sistema regulatorio de Dinamarca.

Tabla 19. Resumen de la regulación de la GD en Dinamarca.

País	Retribución		Conexión			Operación		Otros		
	Esquema de retribución	Reconocimiento del impacto	Coste de conexión	Limitación de potencia	Pago por uso de la red	Estándar de conexión	Requerimiento de predicción	Participación en servicios auxiliares	Retribución de las distribuidoras	Propiedad de la GD
Dinamarca	Precio regulado (<i>Feed-in tariffs</i>)	Parcialmente (en el caso de la cogeneración, biomasa y residuos se supone que se incluye un término por pérdidas evitadas e inversiones en red)	Costes tipo <i>shallow</i> (la GD paga los costes correspondientes a una conexión a 10 kV)	No	No	Sí	Ninguno (el OS es el responsable de gestionar los desvíos de la GD)	No	<i>Revenue cap</i>	Cualquier promotor, incluyendo distribuidoras

Gracias a estos esquemas, el objetivo establecido en 1996 de alcanzar una potencia instalada de generación eólica de 1.500 MW para 2005 fue superado en 1999. En el año 2002, los aproximadamente 3.000 MW de generación eólica aportaban aproximadamente el 15% del consumo eléctrico (Meyer, 2004). La contribución total de la GD (básicamente eólica y cogeneración) es en la actualidad aproximadamente del 40%.

3.3. Países Bajos

La liberalización del sector eléctrico en los Países Bajos se inició con la promulgación en julio de 1998 de la nueva *Electricity Act* que reemplazó a la *Electricity Law* de 1989. En 1996 el Ministerio de Economía publicó el libro blanco sobre energía renovable que establecía que el 5% de la energía total demandada en el año 2010 (8,5% de la electricidad) debería provenir de fuentes renovables y un 10% en el año 2020 (17% de la electricidad). En 1999, en línea con la directiva de la Unión Europea (European Parliament and Council of the European Union, 2001), se modificó el objetivo para el año 2010, fijándolo en el 9% (Junginger, *et al.*, 2004).

En los párrafos posteriores se describen los esquemas de fomento de la GD y su integración en el sistema.

3.3.1. Fomento de la GD

En los Países Bajos se han utilizado varios instrumentos para el fomento de la GD los cuales han sufrido modificaciones en los últimos años. A continuación se describen estos instrumentos.

3.3.1.1. GD renovable

Para el fomento de la GD renovable se han utilizado varios esquemas: acuerdos voluntarios entre el sector eléctrico y el Ministerio de Economía (*The Environmental Action Plan*), precio regulado, medidas fiscales y subsidios a las inversiones (*Energy Investment Deduction, Subsidy Regulations Energy Supply in Non-profit and Private Sectors, Energy Performance Advice, Energy Premium*) (de Vries, *et al.*, 2003). En 1996 se introdujo la eco-tasa la cual se aplicaba al consumo final de energía. Desde esa fecha, la eco-tasa ha sido el instrumento predominante para la promoción de GD.

En 2001 se abrió la posibilidad de que los consumidores pudieran elegir suministrador siempre y cuando optaran por energía renovable (la apertura total estaba prevista para el 2004). Esto permitió que los suministradores de energía renovable tuvieran una ventaja de más de dos años con respecto a sus futuros competidores. Para complementar esta medida, se implementó un esquema de certificados verdes con el objeto de asegurar el origen y autenticidad de la energía renovable. Las importaciones de energía renovables también podían participar en este esquema, siempre y cuando cumplieran con una serie de requisitos. En el año 2002, la energía proveniente de Austria, Noruega, Finlandia, Suecia, Alemania y Reino Unido estaba autorizada a participar en este esquema.

Con el esquema de certificados verdes, los productores renovables reciben dos ingresos: la venta de la energía a las distribuidoras por medio de contratos (los cuales incluyen la entrega de los certificados verdes) y un subsidio o prima. El subsidio o prima proviene de la eco-tasa que tienen que pagar los consumidores de energía convencional (los consumidores de energía renovable están exentos de este pago). En el año 2003, la eco-tasa era de 6 c€/kWh de los cuales aproximadamente 2 c€/kWh se le entregaban a los productores renovables en forma de subsidio o prima.

Este esquema permitió que las distribuidoras pudieran vender el precio de la energía renovable al mismo precio que la energía convencional lo cual hizo que el número de clientes de energía renovable creciera de 250.000 en 2001 a aproximadamente 2,2 millones en octubre de 2003.

Aunque el esquema de la eco-tasa y certificados verdes dio buenos resultados para estimular el mercado de energía renovable, no sirvió para incentivar nuevas inversiones en los Países Bajos. Esto se debió a que los incentivos de este esquema atrajeron muchas importaciones de energía renovable desde otros países, en detrimento del crecimiento del mercado local. En el año 2002, aproximadamente un 80% de la energía renovable provenía de importaciones (Junginger, *et al.*, 2004).

Debido a esto, en 2003 se introdujeron algunas modificaciones a este esquema (Stenzel, *et al.*, 2003). Se redujo la eco-tasa de 6 c€/kWh a 2,9 c€/kWh y se introdujo un precio regulado únicamente para los generadores locales. La venta de los certificados verdes y la energía se mantiene de la misma forma que antes (generación local e importaciones) pero ahora el valor que se puede obtener es menor ya que se ha reducido el valor de la eco-tasa. De esta manera, el incentivo para las importaciones disminuye ya que disminuye la eco-tasa y el precio regulado se aplica únicamente a los promotores locales.

3.3.1.2. GD no renovable

No existe ningún esquema de fomento específico para la GD no renovable en los Países Bajos, siendo su única opción la participación en aplicaciones de cogeneración.

La cogeneración ha jugado un papel importante dentro de las políticas de conservación de la energía. En 1987 el Ministerio de Economía estableció un programa de promoción de la cogeneración el cual consistía en subsidios para la inversión, tarifas especiales de gas y precios regulados por la inyección de energía. Además, se estableció la obligación de compra de las distribuidoras de esta energía. Las modificaciones que introdujo la *Electricity Law* en 1989 fueron muy importantes para el desarrollo de la cogeneración ya que permitió que las distribuidoras pudieran operar plantas cogeneradoras ya sea de forma independiente o en conjunto con socios industriales.

El gran crecimiento que tuvo la cogeneración llevó a que se produjera una situación de exceso de capacidad por lo que se modificaron los subsidios a las inversiones. El sector también reaccionó imponiendo una moratoria. Gracias a estas medidas, se desaceleró el crecimiento de la cogeneración. En el año 2000 hubo una disminución en la producción de la cogeneración debida principalmente al incremento en el precio del gas lo cual llevó al Ministerio de Economía a proporcionar un soporte financiero para este tipo de plantas.

3.3.2. Integración de la GD

Los principales aspectos relacionados con la integración de la GD en los Países Bajos son los siguientes:

- **Regulación de las redes de distribución:**

- **Retribución de las empresas distribuidoras:** La liberalización que tuvo lugar en 1998 estableció la separación legal entre las actividades de generación, comercialización y distribución. En las dos primeras actividades se introdujo la competencia mientras que la distribución siguió siendo un monopolio. El modelo retributivo escogido para la distribución fue el *price cap*.

El factor de eficiencia que se utiliza en la determinación del *price cap* es determinado por medio de una comparación entre las distribuidoras (*benchmarking*). En esta comparación se tienen en cuenta los costes de operación y capital en lugar de los costes de operación y mantenimiento que se suelen utilizar en este tipo de esquemas.

Las tarifas que se fijan dependen del nivel de tensión: a mayor tensión, mayor es el cargo por capacidad que por energía mientras que a menor tensión, es mayor el cargo por energía que por capacidad. Esto significa que a mayor tamaño del cliente, mayor es el ingreso fijo que recibe la distribuidora.

- **Costes de conexión a la red:** En los Países Bajos existen los dos esquemas de coste de conexión: directos (*shallow costs*) y indirectos (*deep costs*). A las conexiones menores o iguales a 10 MVA se les aplica únicamente los costes directos, los cuales están regulados. Los costes indirectos originados se trasladan a las tarifas o son absorbidos por las distribuidoras. Dado que las tarifas están fijas, la distribuidora puede solicitar un incremento adicional debido a los costes indirectos originados por la GD. Si el incremento es aceptado por el regulador, este coste se traslada a los consumidores. Si no es aceptado (lo más usual), la distribuidora absorbe dichos costes. Este último caso puede producir que la distribuidora obstaculice la conexión de la GD.

Si la conexión es mayor de 10 MVA, los costes tienen que ser negociados por las partes y son del tipo directo e indirecto. Por esta razón, las centrales grandes tratan de limitar su tamaño para que se les apliquen únicamente los costes directos o incluso pueden llegar a realizar varios puntos de conexión para evitar pagar los costes indirectos.

Las distribuidoras tienen el monopolio para la construcción de las conexiones lo que ha llevado a producir quejas por costes excesivos. Debido a esto, se pretende cambiar la legislación para que los usuarios puedan realizar sus conexiones por sus propios medios.

- **Cargos por uso de la red:** Los costes por uso de la red de transporte se reparten entre generadores y consumidores. El 75% de estos costes es pagado por los generadores mientras el 25% es pagado por los consumidores. Los costes por uso de las redes de distribución es pagado únicamente por los consumidores. Esto produce que, dado que la GD generalmente está conectada en las redes de distribución, no tenga que pagar ningún coste por uso de red.
- **Pérdidas:** Los costes de las pérdidas son considerados no controlables por lo que son socializados por medio de las tarifas. Según la norma-

tiva vigente, las distribuidoras pueden trasladar los beneficios de la GD (reducción de pérdidas, inversiones evitadas, etc.) a la tarifa aunque esto casi nunca sucede. Debido a esto, se produjeron muchas quejas por lo que el regulador, después de una negociación con las partes, estableció un incentivo transitorio por disminución de pérdidas para la GD conectada en media y baja tensión (0,1 c€/kWh).

- **Reglas del mercado de electricidad:** El mercado mayorista está constituido por tres mercados: mercado diario (*Amsterdam Power Exchange-APX*), contratos bilaterales (*Over the Counter market-OTC*) y mercado de ajuste (*Tennet's balancing market*) (Wals, et al., 2003).

El mercado diario se lleva a cabo con un día de anticipación con las ofertas de suministro y demanda. En el año 2002, el volumen de energía negociada en este mercado alcanzó el 18%. Los costes de participación en este mercado son elevados (cuota de ingreso de 12.500 € y cuota anual de 25.000 €) lo cual representa una barrera para que la GD participe en éste.

El mercado OTC a su vez está compuesto de dos mercados: contratos bilaterales de largo plazo entre productores y distribuidoras o consumidores y transacciones entre agentes comerciantes (*traders*). La GD suele vender su energía en el primero de estos mercados.

Los mercados intradiarios se llevan a cabo en el mercado OTC con una hora de antelación. Inicialmente, la antelación estaba fijada en dos horas pero con el objeto de favorecer a la generación no gestionable como la GD, se modificó a una hora. Cualquier desvío que se produzca después del mercado intradiario debe ser corregido en el mercado de ajuste.

Los costes originados en el mercado de ajuste son de dos tipos: fijo (banda de reserva) y variable (energía de reserva). El primer coste se cubre con un cargo en la tarifa mientras el segundo se asigna a los agentes que lo producen. El tratamiento de la GD es idéntico al de la generación convencional: paga o recibe ingresos en función de si origina o resuelve desvíos.

- **Obtención de permisos:** Éste ha sido otro de los problemas con los que se ha encontrado la promoción de la generación renovable en los Países Bajos. El problema principal se debe a que aunque el gobierno federal fija los objetivos de energía renovable, la responsabilidad para el otorgamiento de los permisos recae sobre las autoridades locales. Generalmente, estas autoridades no ven muchos beneficios para sus comunidades por la instalación de generación renovable lo cual produce que dificulten la obtención de permisos.

El gobierno trató de solventar este problema por medio de un acuerdo con las autoridades provinciales pero no incluyó a las autoridades locales por lo que el problema persiste. Aunque, en principio, el gobierno puede promulgar directivas sobre el uso del terreno en situaciones de interés nacional, no ha recurrido a esto.

Es necesario por tanto concienciar a las autoridades locales de los beneficios de la generación renovable para eliminar esta barrera.

Las principales características de la regulación de la GD en los Países Bajos se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 20. Resumen de la regulación de la GD en los Países Bajos

País	Retribución		Conexión			Operación		Otros		
	Esquema de retribución	Reconocimiento del impacto	Coste de conexión	Limitación de potencia	Pago por uso de la red	Estándar de conexión	Requerimiento de predicción	Participación en servicios auxiliares	Retribución de las distribuidoras	Propiedad de la GD
Países Bajos	Mercado más complemento	Sí (se reconoce la disminución de pérdidas con un incentivo de 0,1 c€/kWh)	Shallow para conexiones menores o iguales a 10 MVA y deep para conexiones mayores	No explícito	No (no hay cargos si se conecta en redes de distribución)	Sí	Sí (participación en el mercado de ajuste)	No	Price cap	Cualquier promotor, incluyendo distribuidoras

En el año 2002, las renovables cubrieron un 3,4% (3.586 GWh) de la demanda total en los Países Bajos. En ese mismo año, la tecnología renovable más importante fue la biomasa, con un 35% de la producción total de las energías renovables. La segunda tecnología en importancia es la eólica con 677 MW instalados (Commission of the European Communities, 2004).

La cogeneración tiene una gran importancia en los Países Bajos ya que alcanza una cuota aproximadamente del 40% de la generación de energía eléctrica (Löffler, 2004).

3.4. Portugal

Las nuevas bases del sector eléctrico en Portugal fueron introducidas en 1995 por medio de una serie de decretos-ley que, entre otras cosas, crearon una entidad reguladora (*Entidade Reguladora do Sector Eléctrico-ERSE*) y separaron el sistema eléctrico en una parte pública y en una parte independiente. Dentro de la parte independiente se incluyó a la denominada producción en régimen especial la cual comprende cogeneración y centrales renovables (en el caso de las centrales hidráulicas, únicamente las instalaciones con potencia menor o igual a 10 MVA).

En los siguientes apartados se describe el esquema de fomento de la GD utilizado en Portugal así como su integración en el sistema eléctrico.

3.4.1. Fomento de la GD

La regulación de la producción en régimen especial ha ido evolucionando gracias a los diversos cambios normativos que han tenido lugar en estos últimos años. La regulación de las centrales renovables está regida por una legislación diferente que la de la cogeneración.

La remuneración del régimen especial está constituida por una serie de factores que hace muy compleja su descripción detallada en la presente sección. Por esta razón y con el objeto de destacar las principales características del esquema portugués, únicamente se presentan las expresiones generales de la remuneración del régimen especial. Si se desea profundizar en el cálculo de cada uno de los factores que componen dichas expresiones se puede consultar el anexo que se encuentra en (Ponce de Leão and Aguiar, 2003).

La GD tiene el derecho de que su energía sea comprada en las condiciones establecidas durante todo el período de vigencia de su licencia. En los siguientes apartados se describe someramente estas condiciones, tanto para las centrales renovables como para la cogeneración.

3.4.1.1. GD renovable

La normativa básica vigente en el caso de las renovables es el Decreto-Ley 168/99 (Ministério da Economia, 1999b) con las modificaciones introducidas por el Decreto-Ley 339-C/2001 (Ministério da Economia, 2001a).

En la siguiente ecuación se muestra la expresión general de la remuneración de las instalaciones renovables:

$$R_m = K_m (RF_m + RV_m + RA_m \times Z) \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{(1 - K_{pérd})} \quad (6)$$

En donde:

R_m : Remuneración de la instalación en el mes m .

K_m : factor de ponderación de la energía entregada en función del período tarifario (punta, llano o valle) en el mes m . Es un factor optativo, pudiendo el promotor optar en el momento de la solicitud de su licencia de operación por un valor unitario.

RF_m : Remuneración fija en el mes m . Se calcula teniendo en cuenta los costes de los nuevos medios de producción cuya construcción es evitada por una instalación renovable que asegure la misma garantía de potencia, contribución de la central a la garantía de potencia y potencia declarada o potencia disponible de la central.

RV_m : Remuneración variable en el mes m . Es calculada teniendo en cuenta la energía producida por la instalación y los costes de operación y mantenimiento que serían necesarios para la explotación de los nuevos medios de producción cuya construcción es evitada por las centrales renovables.

RA_m : Remuneración ambiental en el mes m . Se calcula teniendo en cuenta el valor de referencia para las emisiones de CO₂ evitadas por las centrales renovables, las emisiones de referencia y la energía entregada por la central.

Z : Coeficiente adimensional que relaciona cada tipo de tecnología con su beneficio medioambiental. En el caso de la generación eólica, este factor varía en función del número de horas equivalentes de la instalación, siendo mayor para las primeras horas de funcionamiento.

IPC_{m-1} : Índice de precios al consumidor, sin vivienda, en el mes $m-1$.

IPC_{ref} : Índice de precios al consumidor, sin vivienda, de referencia (diciembre de 1998).

$K_{pérd}$: Coeficiente que reconoce las pérdidas evitadas (0,015 para las centrales con potencia mayor o igual a 5 MW y 0,035 para las centrales con potencia menor a 5 MW).

Como puede verse en la ecuación (6), la remuneración de las instalaciones renovables en Portugal tiene en cuenta una gran variedad de aspectos: período horario de suminis-

tro de la energía (punta, llano o valle), costes evitados en las centrales convencionales, contribución a la garantía de potencia, impacto medioambiental y reconocimiento de pérdidas evitadas. El hecho de explicitar estos aspectos es novedoso ya que, en general, dichos aspectos son tenidos en cuenta únicamente de manera implícita.

3.4.1.2. GD no renovable

La única normativa específica que existe en Portugal para la GD no renovable es la correspondiente a la cogeneración. La normativa básica vigente la constituyen el Decreto-Ley 538/99 (Ministério da Economia, 1999a) y las modificaciones introducidas por el Decreto-Ley 313/2001 (Ministério da Economia, 2001b) y los decretos 57/2002, 58/2002, 59/2002 y 60/2002 (Ministério da Economia, 2002a, 2002b, 2002c, 2002d).

La remuneración de la cogeneración distingue entre tipos de centrales. Así, la expresión general que rige la remuneración de la cogeneración con potencia superior a 10 MW que utilizan gas o combustibles líquidos (excepto fuelóleo) es la siguiente:

$$R_m = RF_m + RV_m + RA_m \quad (7)$$

Para las centrales menores de 10 MW, la remuneración es:

$$R_m = (RF_m + RV_m + RA_m) \times \frac{1}{(1 - K_{pérd})} \quad (8)$$

El significado de las variables en las ecuaciones (7) y (8) es bastante similar al descrito para la ecuación (6) aunque varían respecto de las centrales renovables en su forma de cálculo (para una descripción más detallada ver el anexo de (Ponce de Leão and Aguiar, 2003)).

3.4.2. Integración de la GD

Los principales factores que intervienen en la integración de la GD en el sistema portugués son los siguientes:

- **Regulación de las redes de distribución:**
 - **Retribución de las empresas distribuidoras:** La actividad de distribución en Portugal está regulada por un esquema del tipo *Revenue-cap*. Su retribución está compuesta por un término fijo, un término variable que depende de la energía suministrada por la distribuidora y un término de ajuste que tiene en cuenta los incentivos para la disminución de pérdidas y mejora de la calidad del servicio (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2004).

Al estar el término variable directamente relacionado con la energía suministrada por la distribuidora, si la GD está instalada en las propias instalaciones de los consumidores, la distribuidora verá en la GD una disminución de ingresos. Este efecto se debe a que si la GD suministra energía localmente, la energía suministrada por la distribuidora dismi-

nuye. Esto podría provocar renuencia de las distribuidoras a la conexión de GD en sus redes.

Por otro lado, al incluir la retribución un incentivo por disminución de pérdidas que depende de la diferencia entre las pérdidas de referencia y las pérdidas reales, las distribuidoras se verán afectadas directamente por el impacto (positivo o negativo) que tenga la GD en las pérdidas. El mismo razonamiento puede aplicarse al incentivo para la mejora de la calidad del servicio.

- **Coste de conexión a la red y uso de la red:** En Portugal, los generadores en régimen especial pagan únicamente los costes de la acometida, es decir, sólo costes directos (*shallow costs*). La generación en régimen especial no paga costes por uso de red.
- **Procedimientos administrativos:** El promotor debe solicitar en primer lugar información previa sobre el punto de conexión a la *Direcção-Geral de Energia* (DGE). En función de la información recibida, el promotor puede solicitar el punto de conexión a la DGE.

En el caso que no exista suficiente capacidad en la red para todas las solicitudes presentadas, existen una serie de normas preestablecidas para el reparto de la potencia disponible. Para evitar situaciones de insuficiencia de capacidad, se ha establecido que la planificación de las redes debe tener en cuenta el crecimiento previsto del régimen especial y que las correspondientes inversiones se tengan en cuenta en la determinación de las tarifas.

- **Estándares de conexión:** Los requisitos técnicos se encuentran establecidos en el Decreto-Ley 168/99 (Ministério da Economia, 1999b). Este decreto-ley actualizó el Decreto-Ley 189/88 (Ministério da Indústria e Energia, 1998) que regía hasta entonces la conexión de la centrales renovables y la cogeneración. Dicha actualización relajó la limitación de potencia que existía hasta entonces (5% de la potencia de cortocircuito), fijando el límite en el 8% de la potencia de cortocircuito. Sin embargo, el Decreto-Ley 312/2001 (Ministério da Economia, 2001c), eliminó dicha restricción por lo que en la actualidad no existe ningún tipo de límite.

Las principales características de la regulación de la GD en Portugal se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 21. Resumen de la regulación de la GD en Portugal.

País	Retribución		Conexión			Operación		Otros		
	Esquema de retribución	Reconocimiento del impacto	Coste de conexión	Limitación de potencia	Pago por uso de la red	Estándar de conexión	Requerimiento de predicción	Participación en servicios auxiliares	Retribución de las distribuidoras	Propiedad de la GD
Portugal	Precio regulado (<i>Feed-in tariffs</i>)	Se reconoce el menor impacto ambiental y las pérdidas evitadas	Costes tipo <i>shallow</i>	No (sólo mini-hidráulicas < 10 MW)	No	Sí	Ninguno	No	<i>Revenue cap</i> indexado a la energía	Las distribuidoras no pueden tener en propiedad GD

A finales de 2003, la potencia instalada en régimen especial era de 1.405,3 MW de los cuales 656,3 MW correspondían a cogeneración (Rede Eléctrica Nacional, 2004). Esto equivale a aproximadamente a un 15% y 7 % de la potencia instalada total en Portugal.

3.5. España

En España, la Ley 54 de 1997 (Jefatura del Estado, 1997), estableció un nuevo modelo de funcionamiento del sector eléctrico español. Este modelo introdujo esquemas de mercado en las actividades de generación y comercialización y mantuvo las actividades de transporte y distribución como monopolios regulados.

Dicha ley no se olvidó de la protección del medio ambiente y es así como su Artículo 27 estableció un régimen especial de producción eléctrica. Este nuevo régimen se limitó a las instalaciones menores o iguales a 50 MW y cuya producción proviniese de cogeneración, fuentes renovables no consumibles o residuos no consumibles.

En los siguientes apartados se describen los esquemas de fomento de la GD que se han utilizado así como su integración en el sistema eléctrico español.

3.5.1. Fomento de la GD

El fomento de la GD en España se puede separar en dos grandes períodos: el del Real Decreto 2818/1998 (desde 1998 hasta 2004) y el del Real Decreto 436/2004 (actualmente vigente). A continuación se describen brevemente ambos períodos.

3.5.1.1. GD renovable

Real Decreto 2818/1998

Inicialmente, el Real Decreto 2818, de 1998 (Ministerio de Industria y Energía, 1998), desarrolló todo lo concerniente al régimen especial comprendido en la Ley 54/1997. Este decreto derogó la normativa vigente hasta esa fecha (el Real Decreto 2366, de 1994 (Ministerio de Industria y Energía, 1994)) aunque mantuvo su vigencia para las instalaciones que se encontraban acogidas a dicho régimen.

El régimen económico del Real Decreto 2818/1998 consistía básicamente en otorgar una prima adicional al precio medio del mercado mayorista a las instalaciones que cumplieran los requisitos del régimen especial. Algunas tecnologías (solar, eólica, geotérmica, energía de olas, mareas, y de rocas calientes y secas) tenían la opción de recibir un precio fijo, independiente del precio medio del mercado mayorista, en principio equivalente al anterior ya que éste se calculaba como el precio esperado en el mercado más la prima.

El monto de las primas de partida se actualizaban cada año en función de unos parámetros previamente establecidos. Asimismo, establecía que cada cuatro años se debía revisar las primas de partida para cada una de las tecnologías.

Si bien es cierto que este decreto establecía la posibilidad de que el régimen especial participara en el mercado mayorista, los resultados en este sentido fueron nulos ya que no había incentivos económicos y sí costes adicionales. En el año 2002 se establecieron incentivos adicionales para fomentar la participación de los generadores en régimen

especial en el mercado mayorista. Estos incentivos se establecieron en el Real Decreto 841, de 2002 (Ministerio de Economía, 2002b).

Los incentivos consistían básicamente en proporcionar al régimen especial un pago por garantía de potencia superior al de otras tecnologías, posibilidad de participación en los mercados de operación del sistema (solución de restricciones técnicas, resolución de desvíos generación-consumo y servicios complementarios) y posibilidad de agregar su producción.

Real Decreto 436/2004

En marzo de 2004, el Ministerio de Economía actualizó y sistematizó el régimen jurídico y económico del régimen especial, promulgando un nuevo Real Decreto que rige desde entonces las condiciones del régimen especial (Real Decreto 436, de 2004 (Ministerio de Economía, 2004)). Este decreto unifica la normativa de desarrollo de la Ley 54/1997 en lo referente al régimen especial. Según dicho decreto, las nuevas condiciones aprovechan la estabilidad proporcionada por la metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia (Real Decreto 1432, de 2002 (Ministerio de Economía, 2002c)), proveyendo un marco regulatorio duradero, objetivo y transparente.

Además, según el Real Decreto 436/2004, se incentiva la participación en el mercado por estimar que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios. Además, este decreto pretende contribuir a fomentar la inversión en instalaciones del régimen especial para conseguir que en el año 2011 se cumplan los objetivos de potencia instalada previstos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1999), en la Planificación de Redes de los Sectores de Electricidad y Gas (Ministerio de Economía, 2002a) y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (Ministerio de Economía, 2003).

El nuevo régimen deroga el RD 2818/1998 y el RD 841/2002 aunque permite un período transitorio para que el régimen establecido en el RD 2818/1998 subsista hasta el 1 de enero de 2007. Los titulares de las instalaciones que lo deseen, se pueden acoger plenamente al nuevo régimen. Las instalaciones acogidas al RD 2366/1994 también pueden acogerse al nuevo régimen cursando la solicitud respectiva.

La retribución del régimen especial bajo las condiciones de este decreto consiste en dos alternativas:

- ***Precio fijo***: En esta alternativa, el precio recibido por cada kWh entregado a la red es constante. Su evolución está ligada a la evolución de la tarifa media o de referencia (TMR) ya que su valor está fijado como un porcentaje de dicha tarifa. El precio recibido (porcentaje de la TMR) varía en función de la tecnología y de los años desde la puesta en marcha de la instalación. La TMR se calcula todos los años y es utilizada de la determinación de las tarifas de consumo.

Las instalaciones con potencia superior a 10 MW están obligadas a presentar a las distribuidoras un programa de producción con al menos 30 horas de antelación, pudiendo corregir dicha programación con una antelación de una hora antes del inicio de los mercados intradiarios. En el caso de la generación

eólica, esta disposición empezará a ser efectiva a partir del 1 de enero de 2006 (Ministerio de Industria Turismo y Comercio, 2004).

Las desviaciones respecto de dicho programa son valoradas a un precio equivalente al 10% de la TMR, existiendo una banda de tolerancia de desviación. Para las tecnologías renovables, esta banda está fijada en el 20%. Los desvíos se pagan únicamente por el exceso de desvíos sobre la banda de tolerancia.

- **Mercado:** En esta alternativa, el generador en régimen especial participa plenamente en el mercado mayorista de electricidad con los mismo derechos y obligaciones que el resto de generadores. La retribución en esta alternativa consiste en el precio del mercado más una prima y un incentivo por participación en el mercado. Tanto la prima como el incentivo están ligados a la TMR de la misma forma que el precio fijo descrito anteriormente.

La participación en el mercado abre la posibilidad de intervenir en otros mercados como los de regulación secundaria y terciaria. El tratamiento de los desvíos es similar al de los otros generadores: son valorados al precio resultante de los desvíos y no existe ninguna banda de tolerancia, aunque existe la posibilidad de agregar ofertas.

En ambas alternativas, se aplica un complemento por energía reactiva el cual varía en función del período horario (punta, llano o valle). Este complemento puede ser positivo o negativo dependiendo de su valor y del tipo de factor de potencia: inductivo o capacitivo. De manera resumida, el incentivo de este complemento es a consumir energía reactiva en horas valle y a generar energía reactiva en horas punta. En la Tabla 22 se muestra el complemento que reciben las instalaciones en función de su factor de potencia.

Tabla 22. Incentivo para el suministro o consumo de energía reactiva.

Tipo de factor de potencia	Factor de potencia	Complemento (% TMR)		
		Punta	Llano	Valle
capacitivo	$fp < 0,95$	-4	-4	8
	$0,95 \leq fp < 0,96$	-3	0	6
	$0,96 \leq fp < 0,97$	-2	0	4
	$0,97 \leq fp < 0,98$	-1	0	2
	$0,98 \leq fp < 1$	0	2	0
	1	0	4	0
inductivo	$0,98 \leq fp < 1$	0	2	0
	$0,97 \leq fp < 0,98$	2	0	-1
	$0,96 \leq fp < 0,97$	4	0	-2
	$0,95 \leq fp < 0,96$	6	0	-3
	$fp < 0,95$	8	-4	-4

En el caso de la tecnología eólica, las instalaciones que cumplen con los requerimientos de soporte de huecos de tensión, tienen derecho a un complemento adicional. Dicho complemento está fijado en un 5% de la TMR y la instalación lo recibe durante 4 años.

Esta nueva legislación ha sido, en general, bien recibida por los promotores gracias a la previsibilidad que le proporciona el hecho de que la retribución esté ligada a la evolución de la TMR. Además, se ha establecido que los cambios que sufra la retribución serán de aplicación únicamente para las nuevas instalaciones, lo cual le dota de estabilidad regulatoria.

3.5.1.2. GD no renovable

Al igual que en el resto de países estudiados, en España no existe normativa específica relativa a GD no renovable que no sea cogeneración. Tanto el RD 2818/1998 como el RD 436/2004 incluyen dentro de la categoría de régimen especial a la cogeneración. Este último decreto, aspira a ser compatible con la Directiva 2004/8/CE (Parlamento Europeo and Consejo de la Unión Europea, 2004) relativa al fomento de cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

Al margen de los valores de los precios fijos y de las primas, el tratamiento de la cogeneración es similar al descrito anteriormente para la GD renovable. Existen algunos matices como por ejemplo el hecho de que la banda de tolerancia de desvíos si no se participa en el mercado es de un 5%. En España, la cogeneración únicamente puede participar en el régimen especial si autoconsume una parte de su producción eléctrica.

3.5.2. Integración de la GD

Los principales aspectos regulatorios que afectan la integración de la GD en España son los siguientes:

- **Regulación de las redes de distribución:**
 - **Retribución de las empresas distribuidoras:** El esquema que se emplea para el cálculo del monto global de la retribución de la actividad de distribución es el *revenue cap*. Este monto global se reparte entre las diversas empresas distribuidoras siguiendo una serie de criterios históricos. Se prevé que esta regulación sea modificada y que se opte por un esquema de *revenue cap* aplicado a cada empresa distribuidora, teniendo en cuenta un modelo de red de referencia que considere el mercado servido por cada una de éstas. En principio, si el modelo de red de referencia tiene en cuenta las implicaciones de la conexión de GD, este esquema debería ser neutral para la GD.

Adicional a este esquema, existe un incentivo para la disminución de pérdidas. Este incentivo consiste básicamente en que los consumidores le pagan a la distribuidora un nivel estándar de pérdidas mientras ésta compra las pérdidas reales de sus redes (Méndez, *et al.*, 2001). Esto significa que cualquier impacto que provoque la GD en las pérdidas reales, afectará directamente a la retribución de las distribuidoras.
 - **Costes de conexión:** El derecho de conexión de la GD a la red únicamente puede ser restringido por falta de capacidad en la red y debe ser justificada con criterios de seguridad y calidad del suministro. Los

costes de las instalaciones necesarias para la conexión corren a cuenta del promotor o titular de la GD. En caso de que no exista capacidad suficiente en la red, los gastos de refuerzo o modificaciones deben ser pagados por el promotor o titular de la GD (*deep cost*). Existe la salvedad que si las modificaciones no son de uso exclusivo de la GD, los costes se reparten proporcionalmente en función del uso que se prevé que van a hacer de dichas modificaciones cada una de las partes.

- **Cargos por uso de la red:** En España, tanto la generación en régimen ordinario como la generación en régimen especial está exenta de cargos por uso de la red. Todos los cargos por uso de red son de aplicación únicamente a los consumidores.
- **Estándares de conexión:** La conexión de las centrales en régimen especial está regida por una normativa de data de 1985 (Ministerio de Industria y Energía, 1985). Esta normativa está obsoleta por cuanto fue diseñada cuando la penetración del régimen especial no era importante y ciertas tecnologías (como la eólica) no tenían ninguna relevancia y se encontraban en etapas de desarrollo. Únicamente las instalaciones fotovoltaicas de potencia inferior o igual a 100 kVA conectadas en baja tensión (menor a 1 kV) disponen de una normativa actualizada (Ministerio de Economía, 2000).

Es de esperar que esta normativa sea actualizada en breve ya que existe un grupo de trabajo constituido por el regulador y las empresas del sector trabajando sobre este tema pero se desconocen las previsiones de elaboración y trámite de la nueva normativa.

Las principales características de la regulación de la GD se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 23. Resumen de la regulación de la GD en España

País	Retribución		Conexión			Operación		Otros		
	Esquema de retribución	Reconocimiento del impacto	Coste de conexión	Limitación de potencia	Pago por uso de la red	Estándar de conexión	Requerimiento de predicción	Participación en servicios auxiliares	Retribución de las distribuidoras	Propiedad de la GD
España	Precio regulado (<i>Feed-in tariffs</i>) y mercado más prima	No	<i>Deep</i> (si la instalación no se dedica exclusivamente a la GD, los costes se reparten)	Si (el régimen especial está limitado a 50 MW)	No	Si (obsoleto, data de 1985)	Si (en la opción de precio fijo esto aplica a las instalaciones con potencia superior a 10 MW, existiendo una banda de tolerancia. En la opción de mercado el tratamiento es similar al de los generadores convencionales)	Si (si se participa en el mercado)	<i>Revenue cap</i>	Las distribuidoras no pueden tener en propiedad GD

A finales de 2003, la potencia instalada en régimen especial era de 13.801 MW de los cuales 6.270 MW correspondían a cogeneración (Red Eléctrica de España, 2004b). La cobertura de demanda que aportó el régimen especial en ese año fue de 17,7%.

4. Resumen y conclusiones

En el presente capítulo, se han descrito los aspectos a considerar para una correcta integración de la GD y se ha estudiado cómo han sido tratados estos aspectos en los esquemas regulatorios que se pueden encontrar en el ámbito europeo. Concretamente, se estudió la regulación del Reino Unido, Dinamarca, Países Bajos, Portugal y España.

A medida que se ha ido desarrollando la GD, han surgido diversos problemas regulatorios a los que se ha ido dando respuesta dejando prácticamente al margen los problemas, incompatibilidades o ventajas que pudiera ocasionar al sistema. Todas ellas persiguen el desarrollo de determinado tipo de GD (renovables y cogeneración) por motivos principalmente medioambientales.

Al alcanzar la GD los actuales niveles de penetración o vislumbrarse esa posibilidad, es necesario buscar una mejor integración de la GD en el sistema. Los principales aspectos a considerar para la integración de la GD se pueden agrupar en tres categorías: integración de la GD en las redes, integración de la GD en los mercados e impacto de la GD en la regulación de la distribución.

Un aspecto fundamental en el desarrollo de la GD es su integración en las redes, involucrando temas técnicos y económicos. Los principales aspectos que influyen en la integración de la GD en las redes son los cargos de conexión, los cargos por uso de la red y las señales de operación que recibe la GD.

Los cargos de conexión se originan por los costes ocasionados por la conexión de GD, referentes a la acometida y a los refuerzos o ampliaciones necesarias para acomodar la producción de la GD. La forma de asignar estos costes puede incidir en la integración de la GD. En este aspecto juega un papel importante la existencia de estándares de conexión ya que su ausencia puede dejar a la GD sujeta a la discrecionalidad de la distribuidora.

El mecanismo utilizado para repartir los costes de las redes son los cargos por uso de red. La teoría indica que cada agente debe ser responsable de los costes que ocasiona. Es por tanto conveniente que se le repercuta a la GD los costes que originan, sean éstos positivos o negativos. Los costes por uso de red que se le asignen a la GD deben reflejar tanto los efectos negativos en las inversiones (refuerzos en la red) como los efectos positivos (prórroga de inversiones).

El último de los aspectos que afecta la integración de la GD en las redes son las señales de operación que reciba ésta. Estas señales determinan el que la GD participe en la prestación de servicios complementarios de índole local, en la solución de restricciones en la red o en la reducción de pérdidas.

Otro de los aspectos importante para la integración de la GD es la integración de ésta en los mercados de energía. La GD es básicamente una fuente de energía y como tal debe competir con la generación convencional por el suministro de dicha energía a los consumidores. Debido a esto, la tendencia actual es a integrar a la GD en los mercados de energía. Los principales aspectos a considerar para la integración de la GD en los mercados son la venta de energía, los requisitos de programación de la producción, los requisitos de servicios complementarios del sistema y la garantía de suministro a largo plazo.

En la actualidad existen diversos esquemas para remunerar la producción de la GD, centrados básicamente en el reconocimiento de las menores externalidades medioambientales de las tecnologías renovables y la cogeneración. Algunos de estos esquemas no permiten la competencia entre generadores. Esto dificulta la integración de la GD en los mercados

En lo referente a la programación de la producción de la GD, la previsibilidad de la producción de los generadores es positiva para el sistema ya que permite una asignación adecuada de los recursos (reserva rodante y reserva terciaria). Algunas tecnologías (sobre todo las renovables y en menor medida la cogeneración) tienen problemas para predecir su producción, llegando a ser una barrera para que éstas se integren en los mercados.

Los requisitos de los servicios complementarios del sistema que se le impongan a la GD inciden en la integración de la GD en los mercados. Los servicios complementarios del sistema son aquellos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema en general (regulación frecuencia-potencia, reserva rodante, regulación terciaria y control de tensión). Si la GD no tiene las capacidades técnicas requeridas, estos requisitos pueden dificultar la integración de la GD.

Dada la variabilidad de los recursos de algunas tecnologías de GD (e.g. viento o sol) su contribución a la garantía de suministro a largo plazo puede ser pequeña o incluso nula. Este inconveniente puede influir en la integración de la GD en los mercados.

El último de los aspectos que incide en la integración de la GD es el impacto que ésta puede producir en la regulación de la distribución. Para integrar la GD en el sistema es crucial la interrelación existente entre la GD y la distribución y las señales regulatorias que reciben cada una de las partes.

Los principales aspectos a considerar en el impacto de la GD en la regulación de la distribución son el impacto en la retribución de las distribuidoras, el impacto en el incentivo a la optimización de pérdidas, reconocimiento de las inversiones y los incentivos a la innovación.

Los actuales esquemas de regulación de la GD se suelen diseñar sin tener en cuenta las repercusiones que puede producir en la retribución de las distribuidoras. El interés que tenga la distribuidora en fomentar o en poner barreras a la GD dependerá del impacto que produzca la GD en su retribución.

La optimización de pérdidas ha sido siempre uno de los objetivos de la regulación de la distribución. En general, existe un incentivo explícito en la regulación para la optimización de pérdidas. El impacto que produzca el efecto de la GD en las pérdidas sobre la optimización de éstas, está muy ligado a la regulación de pérdidas a la que está sujeta la distribuidora. Tradicionalmente, la optimización de pérdidas se ha incentivado haciendo competir a las distribuidoras con un valor de pérdidas de referencia o estándar. Como se vio en el capítulo 3, la GD puede impactar positiva o negativamente en las pérdidas y por lo tanto incidirá directamente en el incentivo que recibe la distribuidora.

Si la GD se incluye en el proceso de planificación de las redes como una variable de decisión más, se modificará el diseño de las redes de distribución y por consiguiente las inversiones. Por ejemplo, la inclusión de la GD puede requerir un diseño que incluya dispositivos de monitorización o comunicación que antes no eran necesarios. La inclusión de la GD también puede llevar a un diseño más eficiente de las redes que aproveche las potencialidades de la GD, redundando en beneficio del sistema en su conjunto. Esto tiene connotaciones en la regulación de la distribución.

En la actualidad, las distribuidoras suelen utilizar un esquema de operación pasiva para gestionar sus redes. El objeto de este esquema es la operación de la red con la menor supervisión posible. Para sacar provecho de las potencialidades de la GD es necesario innovar este esquema. La innovación por medio de la gestión activa de las redes plantea problemas regulatorios asociados a los costes de las inversiones necesarias para la gestión activa, la regulación que permita a la distribuidora controlar o gestionar recursos ajenos como la GD así como la remuneración de los servicios que puede prestar la GD para la gestión activa de las redes. Por otro lado, este tipo de gestión puede llevar a una mejor eficiencia en la gestión de las redes de distribución.

Todos estos aspectos fundamentales para la integración de la GD descritos anteriormente han recibido diferente tratamiento en el ámbito europeo. En Europa, la regulación de la GD ha venido de la mano del establecimiento de una serie de objetivos y directivas enfocadas a la promoción de las energías renovables y la cogeneración. En la revisión internacional llevada a cabo, no se encontró normativa específica para GD no renovable que no se use en aplicaciones de cogeneración. La principal razón para el fomento de la GD ha sido la concienciación medioambiental de los gobiernos o la sociedad en general y políticas establecidas en el ámbito de la Unión Europea. Cada uno de los países miembros de la Unión Europea ha traspasado las directivas generales, aplicando sus propias peculiaridades.

En la siguiente tabla se presenta un resumen del tratamiento regulatorio que recibe la GD.

Tabla 24. Resumen de las regulaciones de la GD en los países estudiados.

País	Retribución		Conexión			Operación		Otros		
	Esquema de retribución	Reconocimiento del impacto	Coste de conexión	Limitación de potencia	Pago por uso de la red	Estándar de conexión	Requerimiento de predicción	Participación en servicios auxiliares	Retribución de las distribuidoras	Propiedad de la GD
UK	Mercado más venta de certificados para renovables	No (las reducciones de pérdidas logradas con GD no se tienen en cuenta en el incentivo por reducción de pérdidas de la distribuidora)	Costes tipo <i>deep</i> (la GD tiene que pagar todos los costes)	No	No	Sí	Obligación de participación en el mercado de resolución de desvíos	No	<i>Price cap</i>	Cualquier promotor, incluyendo distribuidoras
Dinamarca	Precio regulado (<i>Feed-in tariffs</i>)	Parcialmente (en el caso de la cogeneración, biomasa y residuos se supone que se incluye un término por pérdidas evitadas e inversiones en red)	Costes tipo <i>shallow</i> (la GD paga los costes correspondientes a una conexión a 10 kV)	No	No	Sí	Ninguno (el OS es el responsable de gestionar los desvíos de la GD)	No	<i>Revenue cap</i>	Cualquier promotor, incluyendo distribuidoras
Países Bajos	Mercado más complemento	Sí (se reconoce la disminución de pérdidas con un incentivo de 0,1 c€/kWh)	<i>Shallow</i> para conexiones menores o iguales a 10 MVA y <i>deep</i> para conexiones mayores	No explícito	No (no hay cargos si se conecta en redes de distribución)	Sí	Sí (participación en el mercado de ajuste)	No	<i>Price cap</i>	Cualquier promotor, incluyendo distribuidoras
Portugal	Precio regulado (<i>Feed-in tariffs</i>)	Se reconoce el menor impacto ambiental y las pérdidas evitadas	Costes tipo <i>shallow</i>	No (sólo mini-hidráulicas < 10 MW)	No	Sí	Ninguno	No	<i>Revenue cap</i> indexado a la energía	Las distribuidoras no pueden tener en propiedad GD
España	Precio regulado (<i>Feed-in tariffs</i>) y mercado más prima	No	<i>Deep</i> (si la instalación no se dedica exclusivamente a la GD, los costes se reparten)	Sí (el régimen especial está limitado a 50 MW)	No	Sí (obsoleto, data de 1985)	Sí (en la opción de precio fijo esto aplica a las instalaciones con potencia superior a 10 MW, existiendo una banda de tolerancia. En la opción de mercado el tratamiento es similar al de los generadores convencionales)	Sí (si se participa en el mercado)	<i>Revenue cap</i>	Las distribuidoras no pueden tener en propiedad GD

Como se puede ver en la tabla anterior, en general, no se reconoce el impacto de la GD en las redes aunque en algunos casos se reconoce de manera parcial y sin transparencia.

En lo referente a la conexión de la GD, se puede ver que existen dos tipos de esquemas para asignar los costes (*shallow costs* y *deep cost*) aunque con algunos matices entre los países. Asimismo, se puede observar que en todos los países existen estándares de conexión aunque en el caso de España estos están obsoletos. En ninguno de los países estudiados la GD está obligada al pago por uso de la red

En general, existe una tendencia a exigir que la GD prediga su producción aunque en algunos países no existe tal exigencia. Además, se puede ver que la posibilidad de prestación de servicios complementarios del sistema es prácticamente nula.

Por último, se puede ver que en todos estos países se ha abandonado el esquema de coste del servicio para remunerar la actividad de distribución y en todos se emplean esquemas basados en objetivos de las empresas ya sea del tipo *price cap* o del tipo *revenue cap*.

Las contribuciones de este capítulo han sido la identificación de los aspectos que se deben considerar para una correcta integración de la GD y la revisión internacional del tratamiento regulatorio que reciben estos aspectos.

CAPÍTULO 6

REGULACIÓN PARA UNA MEJOR INTEGRACIÓN DE LA GD

1. Introducción

En el ámbito europeo se han implementado diversos esquemas para regular la Generación Distribuida (GD), principalmente esquemas que fomentan las energías renovables y la cogeneración. Es prácticamente imposible encontrar esquemas que fomenten otro tipo de GD (ver capítulo 5). Estos esquemas se centran principalmente en la retribución de la energía producida por la GD, dejando de lado otros aspectos que influyen en la integración de ésta.

Al hablar de la integración de la GD, se pueden considerar dos vertientes principales: integración en la red e integración en los mercados de energía. Dentro de la primera vertiente influyen aspectos como los cargos por conexión, los cargos por uso de la red y las señales de operación que recibe la GD. Dentro de la segunda vertiente influyen aspectos como la retribución de la energía producida por la GD, los requisitos de programación y de servicios complementarios y la garantía de suministro a largo plazo.

Existen otros aspectos que también influyen indirectamente en la integración de la GD. Estos aspectos se refieren a los impactos que puede producir la GD en la regulación de la actividad de distribución. En función de cómo impacte la GD en la regulación de las distribuidoras, éstas pueden ser reticentes a la instalación de GD en sus redes. Por ejemplo, el hecho de que la GD afecte las ventas de la distribuidoras y éstas sean remuneradas por un esquema volumétrico, puede llevar en ciertas circunstancias a menores ingresos de las distribuidoras. Esto puede dar origen a barreras impuestas por las distribuidoras que dificulten la integración de la GD.

En años anteriores, en los cuales la cantidad de GD no era muy significativa, los reguladores han pasado por alto las implicaciones de los diversos aspectos que influyen en la integración de la GD mencionados anteriormente, centrándose únicamente en los mecanismos de apoyo de la GD. Sin embargo, la cada vez mayor presencia de la GD obliga a estudiarlos y a tenerlos en cuenta a la hora de diseñar la regulación del sector.

La filosofía general que se propone en esta tesis es la de una regulación que permita aflorar tanto los costes como los beneficios que produce la conexión de GD. El objetivo de esto es, por un lado, el que la GD sea consciente y se responsabilice de los sobrecostes que ocasiona al sistema. Por otro lado, si la GD produce impactos positivos, es deseable que ésta reciba al menos parte de dichos beneficios para fomentar su instalación.

La necesidad de hacer aflorar los costes ocultos surge debido a que es el agente que produce el sobrecoste el único que puede tomar las medidas necesarias para intentar disminuir dichos costes, siendo necesario que éste se responsabilice del sobrecoste para que tome las medidas que estime conveniente. Esto no quiere decir que no se debe incentivar a la GD. Por el contrario, si por las razones que sean se considera conveniente fomentar a la GD (e.g. menores externalidades medioambientales), la remuneración que reciba debe fijarse de forma que se asegure la viabilidad económica de este tipo de generación. Esto es, si se desea fomentar a la GD, su remuneración debe incluir tanto los costes propios de la GD como los sobrecostes que produce al sistema si estos son asumidos por la GD. Lo importante es que los sobrecostes afloren para que la GD sea consciente de ellos e intente disminuirlos.

El objeto de que la GD reciba al menos parte de los beneficios que produce su instalación es el fomentarla ya que esto redundará en más beneficios para todo el sistema.

El presente capítulo pretende contribuir al estado del arte analizando los diversos aspectos que influyen en la integración de la GD e indicando la visión integral y el camino que se debería seguir para una mejor integración de la GD. Se revisan los diversos mecanismos utilizados actualmente para regular estos aspectos y se razonan las ventajas y desventajas de cada uno de éstos. Asimismo, se proponen algunas mejoras concretas con el objetivo de lograr una mejor integración de la GD.

En la sección 2 se estudian los aspectos referentes a la integración de la GD en las redes; en la sección 3 se analizan los aspectos que influyen en la integración de la GD en los mercados de energía y, por último, en la sección 4 se estudian las implicaciones de la GD en la regulación de la distribución.

2. Integración de la GD en las redes

Un aspecto fundamental en el desarrollo de la GD es su integración en las redes, involucrando temas técnicos y económicos. Los principales aspectos que influyen en la integración de la GD en las redes son los cargos de conexión, los cargos por uso de la red y las señales de operación que recibe la GD.

A continuación se estudian cada uno de estos aspectos.

2.1. Cargos por conexión

Como se observó en la revisión internacional presentada en el capítulo anterior, en la actualidad se utilizan dos mecanismos para asignar los cargos de conexión: costes directos (*shallow costs*) y costes directos e indirectos (*deep costs*). En esta tesis se propone la utilización de los costes directos (*shallow costs*).

La principal razón por la que se propone la utilización de este mecanismo es la equiparación con los generadores convencionales. En la actualidad, la generación convencional suele pagar únicamente los costes directos por su conexión a las redes de transporte ya que la empresa transportista está obligada a desarrollar dichas redes. Si lo que se pretende es que la GD compita con la generación convencional, es razonable que el tratamiento en lo que respecta a los costes de conexión sea el mismo para ambos tipos de generadores.

Además, los costes indirectos dan origen a un refuerzo de la red que pasa a formar parte de ésta y prestará servicio a todos los agentes que hacen uso de dicha red y no sólo

a la GD. Existe también la dificultad de determinar si el refuerzo es debido únicamente a la conexión de este generador o si es debido a la suma de muchos otros factores como otros generadores conectados con anterioridad o el crecimiento de la demanda. Asimismo, la aplicación de los costes indirectos también puede dar origen al efecto conocido como *first comer* o *free riders* el cual consiste en que la primera GD que se conecta tiene que cargar con todos los costes de los refuerzos o inversiones y la nueva GD que llega se ve beneficiada sin tener que pagar ningún coste. Si se asignan únicamente los costes directos se evita este efecto.

Por último, los costes indirectos pueden constituir una barrera para la integración de la GD ya que en muchos casos pueden ser muy significativos, llegando incluso a poner en riesgo la viabilidad económica de algunos proyectos de GD. Esto es especialmente importante en pequeños o medianos proyectos en los cuales los costes indirectos de conexión pueden llegar a ser del mismo orden de magnitud. Si se utilizan únicamente los costes directos, se evita el que los cargos de conexión representen un barrera para la GD.

Si a pesar de las razones mencionadas anteriormente se opta por la aplicación de cargos indirectos, se propone que se permita el resarcimiento de los costes indirectos en el caso que otro GD o consumidor haga uso posterior de las instalaciones pagadas por el primer generador conectado. Esto es, que si un nuevo generador se conecta en una instalación cuyo refuerzo ha sido pagado por otro generador, los costes se compartan con el nuevo generador, devolviéndole parte de los costes pagados al generador que en un inicio sufragó los refuerzos. Esto limitaría el efecto *free riders*.

Adicionalmente, la estandarización de los requisitos de conexión es un aspecto muy importante para la conexión de la GD ya que su ausencia deja a ésta sujeta al criterio de la distribuidora. Si cada distribuidora impone sus propios criterios, se podrían producir situaciones de desventaja de un generador respecto a otro, en función de si su conexión es en una u otra red de distribución. Además, la especificación clara de los requisitos de conexión facilita el diseño y desarrollo de los proyectos de GD, contribuyendo también así a la disminución de los costes y la integración de la misma. Se propone que existan unas condiciones de conexión comunes a toda la GD, teniendo en cuenta las características técnicas de cada tecnología.

2.2. Cargos por uso de red

El mecanismo para repartir los costes de las redes que no han sido pagados por los cargos de conexión entre sus usuarios, son los cargos por uso de red. En principio, los consumidores son la razón de ser de las redes de distribución por lo que han sido éstos los que siempre han cargado con todos estos costes. Generalmente, el tamaño de la red está ligado al número de puntos que se tienen que conectar. Hasta ahora estos puntos eran sólo clientes y ahora están apareciendo puntos ligados a la GD. Su existencia modifica la planificación de las redes para darles cabida. Por esto, es necesario reconsiderar el hecho de que sólo los consumidores paguen cargos por uso de red y aplicar estos cargos a todos los usuarios, es decir, a consumidores y GD.

Esto cumpliría con la filosofía propuesta en esta tesis de que cada agente asuma sus costes. Para cumplir completamente con esta filosofía es necesario tener en cuenta las

diferencias que existen entre un generador distribuido y un consumidor a la hora de calcular dichos cargos por uso.

Como se vio en el capítulo 4, la GD puede producir efectos positivos como la prórroga de inversiones y esto debe tenerse en cuenta en estos cargos. Si la GD disminuye los costes de la red, sus cargos por uso de red deberían verse disminuidos y, por el contrario, si aumenta los costes de la red (como es el caso de los costes de operación y mantenimiento), debería verse reflejado en sus costes por uso de red.

Hoy en día, los cargos por uso de red se determinan usando metodologías simples como el prorrateo y no suelen reflejar los costes reales que ocasiona cada usuario de la red. Este es un tema en el cual se están desarrollando trabajos de investigación dentro de la comunidad científica. El primer paso que están dando estos trabajos es el desarrollar metodologías para la determinación de los costes por uso de red teniendo en cuenta únicamente a los consumidores. Un segundo paso sería, incluir a la GD en estas metodologías. Debido a esto, no ha sido posible desarrollar en esta tesis una propuesta de modulación de los cargos por uso de red que tenga en cuenta los efectos de la GD. Lo que sí se defiende es que es necesario tener en cuenta los siguientes conceptos:

- **La GD puede prorrogar inversiones:** El estudio técnico realizado en el capítulo 4 de esta tesis ha demostrado la potencialidad de la GD para retrasar inversiones. En ese capítulo se hizo un ejercicio en el cual fue posible determinar el número de años que la GD retrasa inversiones en función del escenario, siendo posible tabularlos. Esto constituye un primer paso que habría que completar con una evaluación económica de este retraso antes de poder aplicarlo a los cargos por uso de red.
- **Influencia de la GD en los costes de operación y mantenimiento:** En esta tesis no se estudiado este impacto pero todo hace prever que la GD aumentará estos costes: será necesario una gestión más activa de las redes de distribución con mayores costes de comunicación y control. Es necesario que los cargos por uso de red reflejen estos sobrecostes.

Es importante tener en cuenta que el impacto que puede producir la GD sobre el nivel de inversiones y costes de operación y mantenimiento es completamente dependiente de su fiabilidad tanto en el corto plazo (tasa de fallos, tasa de mantenimiento, perfil de generación, probabilidad de disponer de fuente de energía, etc.) como en el largo plazo (probabilidad de seguir funcionando y no cerrar o dejar de producir por criterios económicos u otros).

Por otra parte, con el objeto de promover la competencia de la GD con la generación convencional, se propone que el tratamiento de los cargos por uso de la red para ambos tipos de generadores sea el mismo. Es decir, se propone que los generadores convencionales también paguen cargos por uso de red. Estos cargos ya existen en varios países (e.g. UK). La aplicación de cargos por uso de red a ambos tipos de generadores debe implicar igualdad de tratamiento, es decir, que los costes que se apliquen a uno o a otro incluyan los mismos conceptos pero referentes a la red en la cual se encuentran instalados.

Si los generadores convencionales no pagan cargos por uso de red, entonces, a pesar de las ineficiencias que ello provocaría, se aconseja aplicar el mismo tratamiento a la GD. Es decir, que la GD tampoco pague cargos por uso ya que se considera más importante un acceso igualitario al mercado que la afloración de los costes de uso de red.

2.3. Señales de operación

Las señales de operación que recibe la GD determinan cómo se comportará ésta frente a su posible participación en la prestación de servicios de índole local (suministro o absorción de energía reactiva, reposición del servicio, etc.), en la solución de restricciones en la red o en la reducción de pérdidas. Es de esperar que si se coordinase la operación de la GD y las actuaciones de la distribuidora, se obtendrían mejoras de eficiencia en todos estos aspectos.

En la actualidad, el criterio empleado por las empresas distribuidoras es, una vez conectada la GD, preocuparse lo menos posible por ésta. Esto es, que la GD sea capaz de operar con la menor asistencia posible de la distribuidora. Para poder sacar provecho a las potencialidades de la GD es necesario cambiar este criterio, incentivando una operación más eficiente de las redes de distribución. Para esto, se propone que se tienda a una gestión activa de las redes y que se desarrollen procedimientos de operación, similares a los existentes en las redes de transporte, que establezcan las directrices que deben seguir tanto las distribuidoras como la GD. Estos procedimientos de operación deben establecer los mecanismos para que la GD pueda, si sus características técnicas lo permiten, participar en la prestación de los servicios mencionados anteriormente.

Asimismo, se propone que exista la posibilidad de que se puedan establecer contratos de colaboración entre la GD y las distribuidoras, y que los términos de dichos contratos sean públicos. El objetivo de estos contratos debería ser conseguir mejoras de eficiencia más allá del impacto directo debido a la mera conexión de la GD a la red de distribución. Al ser estos contratos voluntarios, únicamente se harían si realmente existe la posibilidad de conseguir dichas mejoras de eficiencia. El reparto de los beneficios entre ambas partes debería ser consensuado en el contrato. Si se quieren hacer más transparentes estos contratos, se podrían utilizar otros métodos como el de subasta competitiva.

En el caso concreto de la energía reactiva, su gestión incide directamente en el control de tensiones y las pérdidas. En la actualidad, las distribuidoras suelen exigirle a la GD que opere a un determinado valor de factor de potencia, constante en todas las horas. Esta política desaprovecha la potencialidad de la GD para suministrar o consumir energía reactiva, perdiendo una oportunidad para mejorar la gestión de las redes de distribución.

Lo ideal desde el punto de vista de operación de las redes es que la GD gestione el suministro o consumo de reactiva en función de los requerimientos del alimentador en cada instante. Sin embargo, esto requeriría un control en tiempo real con la consiguiente infraestructura necesaria. En la actualidad esto no parece factible. En un futuro, cuando las redes de distribución sean gestionadas de manera activa, esa debería ser la política a seguir.

Para tratar de solventar este escollo, se propone la aplicación de un esquema similar al empleado en España, es decir, distintas consignas de factor de potencia en función de las horas del año (punta, llano o valle). De esta forma, la gestión de la energía reactiva se haría siguiendo un patrón general del sistema. Este esquema se puede simplificar un poco, aplicándolo a un esquema con períodos tarifarios.

En el caso concreto de las pérdidas, es posible aprovechar el conocimiento adquirido en el capítulo 3 para proponer un mecanismo regulatorio adaptado a la integración de la GD. En el siguiente apartado se presenta dicha propuesta.

2.3.1. Propuesta para dar señales de operación a la GD referentes a su impacto en pérdidas

La propuesta que se presenta a continuación pretende, en primer lugar, dar señales económicas que integren el principio de eficiencia así como incluir señales para la ubicación de la GD. En segundo lugar, pretende que los clientes se vean beneficiados de los posibles impactos positivos de la GD.

El primer paso para tener en cuenta el impacto de la GD en las pérdidas consiste en cuantificar este impacto. Una vez conocido dicho impacto, el siguiente paso consiste en asignar total o parcialmente el impacto a la GD para cumplir con el principio general expuesto anteriormente: que el agente causante del impacto sea responsable de dicho impacto. Se propone que el incentivo por el impacto de la GD tome la forma de un coeficiente que afecte directamente la energía producida por ésta (aumentándola o disminuyéndola), y por ende sus ingresos.

Para determinar el impacto en las pérdidas, se propone utilizar resultados similares a los del estudio presentado en el capítulo 3. Los resultados obtenidos en dicho capítulo, indican que es posible establecer de forma aproximada la variación anual de las pérdidas en un alimentador frente a cualquier escenario de GD instalada. Teniendo como base estos resultados, se debe asignar a la GD dicha variación, ya sea ésta positiva o negativa.

La metodología general que se propone es la siguiente:

- **Clasificar los alimentadores:** Crear una clasificación de alimentadores que recoja toda la variación posible existente a nivel nacional o en el área de concesión de una determinada distribuidora. Cualquier alimentador debe estar asociado a una de estas categorías, o debe poder ser clasificado rápidamente a partir de una serie de parámetros objetivos y fácilmente verificables como pueden ser la longitud aérea y subterránea, potencia instalada, número de centros de transformación, etc.
- **Analizar las pérdidas:** Para cada categoría de alimentadores, realizar un análisis de variación de pérdidas similar al presentado en el capítulo 3, en función del nivel de penetración, tecnología de GD, dispersión y localización de la GD. Los resultados obtenidos de este análisis se pueden tabular en forma de coeficientes anuales para cada escenario. Estas tablas deben ser públicas y estar disponibles para todos los agentes.

Es posible mejorar el análisis, pero en cualquier caso se ha demostrado la factibilidad de obtención de las tablas. El número de tablas precalculadas dependería de cada tipo de alimentador así como de las diferentes tecnologías que se quieran contemplar.

- **Asignar la variación de pérdidas a la GD:** Para asignar una determinada variación de pérdidas a la GD serían necesarios los siguientes pasos:
 - Determinar la categoría del alimentador, el nivel de penetración de GD, tecnología de GD, el nivel de dispersión y localización.

- Encontrar la tabla correspondiente al caso en estudio y determinar el nivel de pérdidas correspondiente a dicho caso. Si es necesario, se podría interpolar entre los dos valores más próximos, ya sea dentro de una misma tabla o entre dos tablas.
- Calcular la variación de pérdidas por medio de la diferencia entre el caso base y el caso de estudio.
- Asignar de forma igualitaria a toda la GD conectada en el alimentador la variación de pérdidas, ya sea positiva o negativa.

Cada vez que se incorpora un GD nuevo, o se da de baja a uno, es necesario volver a realizar el procedimiento descrito anteriormente y asignar el nuevo valor a toda la GD conectada en el mismo alimentador.

La siguiente figura presenta este procedimiento de forma esquemática.

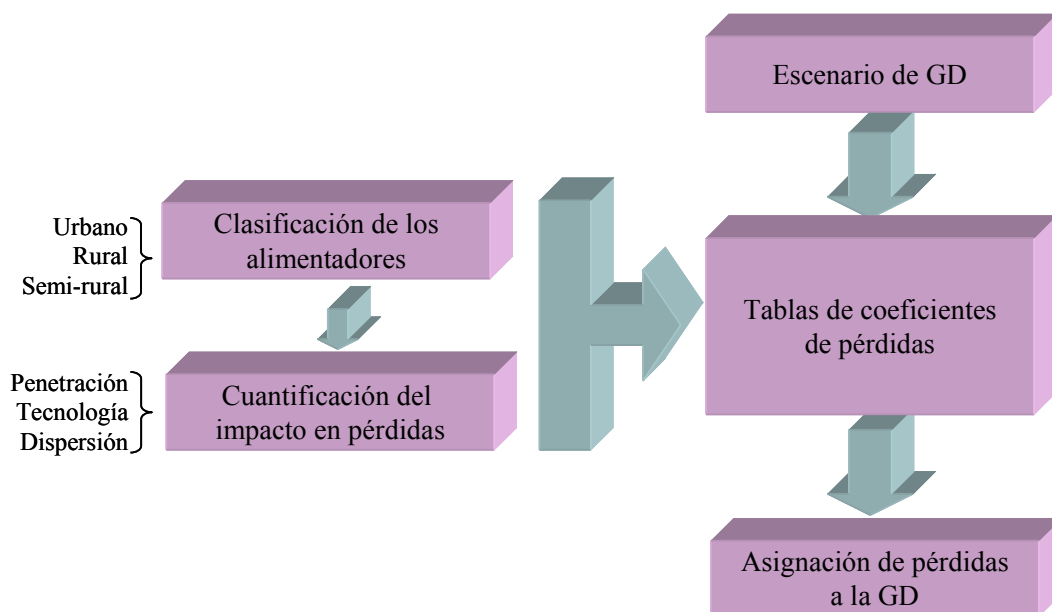


Figura 36. Metodología para la asignación del impacto de la GD en pérdidas.

Si se desea mayor precisión y enviar señales con variación temporal, en vez de trabajar con coeficientes anuales se pueden trabajar, por ejemplo, con coeficientes por períodos tarifarios.

De cara a una aplicación regulatoria que sea transparente, objetiva y no discriminatoria, sería necesario afinar los siguientes aspectos:

- Número de categorías de alimentadores y método de clasificación.
- Método del cálculo de las pérdidas en cada escenario para la determinación de las tablas. Debería ser un método consensuado, transparente, objetivo y fiable.
- Nivel de información que necesita proporcionar la distribuidora sobre sus alimentadores.

El estudio técnico que se presentó en el capítulo 3 únicamente recoge las variaciones de pérdidas en el alimentador en el cual se encuentra instalado la GD. Las señales que recibe la GD no deben tener en cuenta únicamente este impacto sino también deben tener en cuenta el impacto sobre el conjunto de la red, ya sea aguas arriba o aguas abajo. Lo que

se propone es analizar el impacto sobre cada uno de los niveles de tensión mediante unas sencillas reglas y acumular dicho impacto para determinar la variación total de las pérdidas que hay que asignar a la GD.

Un aspecto clave para coordinar el impacto sobre las pérdidas de los distintos niveles de tensión es el nivel de exportación de energía de cada nivel de tensión al nivel de tensión superior suyo. Para ello es necesario evaluar el volumen de energía exportado o importado en cada alimentador. Esto debe ser posible determinarlo a partir del nivel de penetración y del tipo de tecnología de la GD en cada alimentador.

De esta forma es posible ir acumulando el efecto de todos los niveles, empezando por los niveles más bajos. Los posibles casos que se pueden presentar y el tratamiento que se propone son los siguientes:

- **El alimentador no exporta energía** (ver Figura 37): a la variación de las pérdidas en el propio nivel de tensión, hay que sumarle el ahorro de pérdidas que supone el hecho de la que energía generada por la GD y que es consumida por los clientes conectados en el alimentador, no circula por los niveles superiores de tensión. En este ahorro, hay que descontar las pérdidas fijas, ya que no variarán por estar conectada la GD.

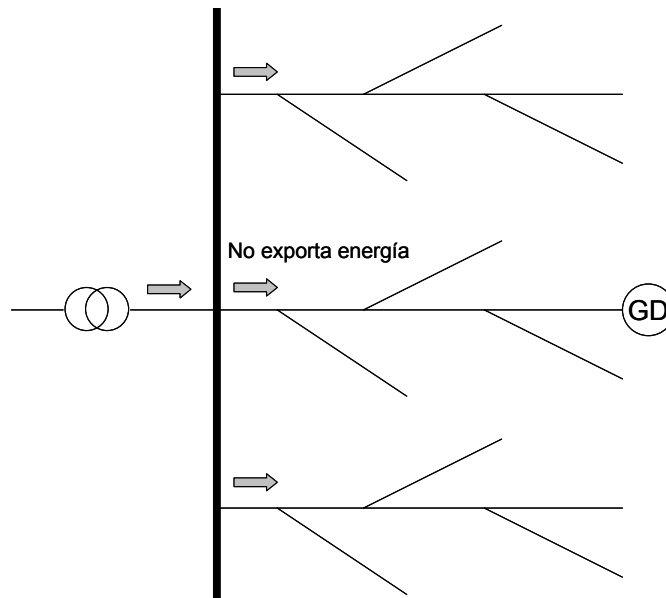


Figura 37. El alimentador en el cual está conectada la GD no exporta energía.

- **El alimentador exporta energía aguas arriba.** En este caso hay dos posibilidades:
 - *El conjunto de alimentadores o redes que están conectados al mismo punto de la red no exporta de forma conjunta al nivel superior.* Por ejemplo, el conjunto de las salidas o alimentadores de una misma subestación no exporta al nivel superior de tensión (a través del transformador), a pesar de que alguno de los alimentadores sí exporta: esa energía es consumida en los alimentadores adyacentes que están conectados a la misma barra (ver Figura 38).

En este caso, el tratamiento debería ser similar al caso en el que el alimentador no exporta energía (agregar el ahorro de pérdidas de los niveles

superiores de tensión, descontando la pérdidas fijas de los transformadores).

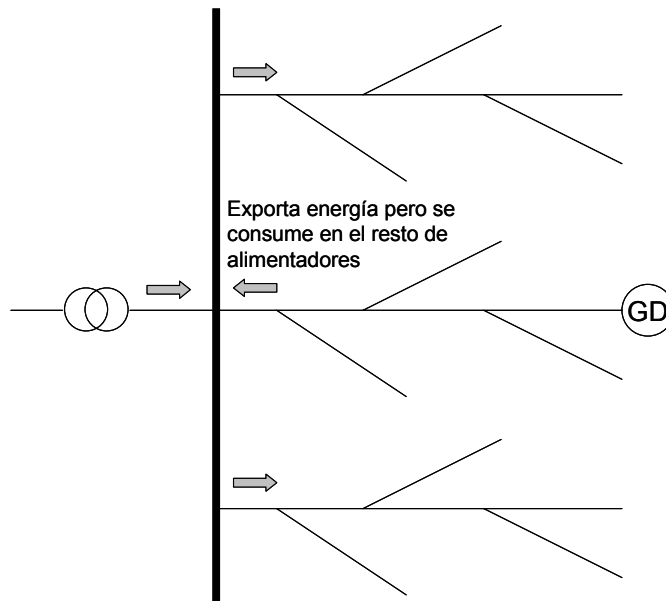


Figura 38. El alimentador en el cual está conectada la GD exporta energía pero se consume en los alimentadores conectados en el mismo nivel de tensión.

- *El conjunto de alimentadores o redes que están conectados al mismo punto de la red exporta de forma conjunta al nivel superior.* Por ejemplo, el conjunto de salidas o alimentadores de una misma subestación exporta al nivel superior de tensión a través del transformador (ver Figura 39).

En este caso, esa exportación debe considerarse como un GD en el nivel superior y entrar a formar parte del análisis de reducción de pérdidas de dicho nivel. Se debe acumular a la variación de pérdidas en su nivel de tensión la parte proporcional de la energía exportada afectada por la variación de pérdidas del nivel superior. Este ejercicio debe llevarse a cabo en todos los niveles de tensión sucesivos mientras se siga exportando energía hacia arriba. Por último, hay que sumarle el ahorro de pérdidas que supone no pasar por todos los niveles de tensión superiores al último nivel en el que no se exporta energía hacia arriba, descontadas las pérdidas fijas de los transformadores. Este último ahorro de pérdidas debe aplicarse a todo lo generado y no sólo a lo exportado aguas arriba.

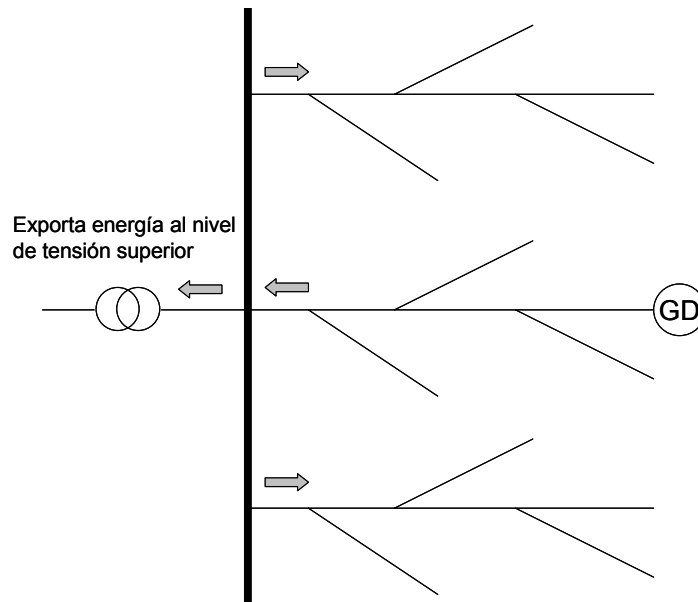


Figura 39. La GD exporta a los niveles de tensión superiores.

Las señales económicas que se le den a la GD deben permitir que la GD se vea afectada por el impacto positivo o negativo en las pérdidas. En este sentido, lo que se ha propuesto aplica a la variación anual de pérdidas obtenida por el conjunto de los GD entre el caso base y el caso actual a todo el conjunto de GD por igual. El método de tablas publicadas permite que cualquier GD que quiera conectarse a un alimentador concreto pueda saber de antemano cuál va a ser su impacto sobre las pérdidas en el corto plazo y por tanto tenerlo en cuenta a la hora de elegir el emplazamiento y el punto de conexión. Esto resolvería el problema del desconocimiento del impacto que produciría la GD y la forma en que le afectaría en su remuneración. Asimismo, da una señal de localización para la GD.

Una opción alternativa a la anterior para dar una mayor señal de localización es aplicar a cada GD el diferencial que provoca su inyección de energía con respecto al caso inmediatamente anterior a su conexión. De esta forma, cuando la conexión de una nueva GD provoca el aumento de las pérdidas respecto del caso anterior, ésta se vería penalizada enviándole una fuerte señal de localización. Asimismo, esto conseguiría estabilidad en la señal económica que recibe una GD a lo largo de su vida útil ya que el incentivo por el impacto de un generador no se verá modificado al instalarse un nuevo generador.

Por último, para que la mejora en la eficiencia conseguida gracias a la disminución de pérdidas repercuta en los clientes, se les puede hacer llegar paulatinamente los niveles de pérdidas reales que hay en cada momento en las redes. En este sentido, se puede ir consolidando según determinados plazos (pueden coincidir con el período regulatorio de la distribución) los cambios que se han ido asentando en el nivel de pérdidas, ya que el cliente debe acabar recibiendo las señales del efecto positivo o negativo que tiene la GD sobre las pérdidas. Esto resuelve el problema de que la mejora en la eficiencia debe ser percibida por todos los agentes.

La consolidación de las pérdidas puede ser parcial de manera que durante un tiempo le llegue la señal a la GD, o si se desea, mantener indefinidamente parte de la variación como señal permanente a la GD. La consolidación de las pérdidas tiene un efecto puramente económico para determinar qué generadores siguen beneficiándose de las

diferencias de pérdidas y cualquier otro aspecto que se determine. La desaparición de un generador cuyo impacto estuviera consolidado, daría lugar a un incremento negativo de GD y su efecto debería tenerse en cuenta para el resto de generadores GD que queden conectados.

3. Integración de la GD en los mercados de energía

Aunque la integración de la GD en los mercados no sea un objetivo principal de esta tesis por cuanto no está relacionado con el impacto en redes, se ha analizado este aspecto debido a su importancia: hoy en día es uno de los objetivos principales de la regulación de la GD por lo menos en el ámbito europeo.

En general, el objetivo de los esquemas actuales de regulación de la GD renovable y cogeneración es reconocer las menores externalidades medioambientales de este tipo de generación, proporcionándoles un incentivo económico. Este incentivo económico es necesario hoy en día debido a que el precio de la energía no incorpora las externalidades medioambientales de la generación convencional. Además, algunas de estas tecnologías se encuentran en desarrollo por lo que necesitan estas ayudas para poder alcanzar un grado de madurez que les permita en un futuro competir con otras tecnologías de generación.

La GD es una fuente de energía y como tal debe competir con la generación convencional por el suministro de dicha energía a los consumidores. En la actualidad, la mayoría de países han implementado esquemas de mercado para la generación convencional y la tendencia es que la GD se integre en estos mercados. En este sentido, en principio, el tratamiento que debería recibir la GD en el mercado debería ser el mismo que el del resto de generadores, de forma que todos los generadores compitan en igualdad de condiciones, lo que se conoce en la literatura anglosajona como *level playing field*. Esto no significa que a la GD se le deben imponer los mismos requisitos actuales de la generación convencional sino que, si es necesario, se deben adecuar los requisitos para todos los generadores con el objeto de conseguir una mejor integración de la GD.

Existen otros aspectos adicionales a la pura generación de energía eléctrica que suministran los generadores y que hay que tener en cuenta para la integración de la GD en los mercados. Estos aspectos son los requisitos de programación de la producción y de servicios complementarios así como la garantía de suministro a largo plazo.

En lo que resta de esta sección, se revisan todos estos aspectos y cómo influyen en la integración de la GD. Asimismo, se proponen mejoras con el objeto de que la GD se integre de una mejor manera en los mercados.

3.1. Venta de energía de la GD

Como se ha mencionado anteriormente, la GD se ha visto fomentada en los últimos años gracias principalmente a razones medioambientales. Prueba de esto es que en la revisión internacional del capítulo anterior, no se encontró normativa específica sobre la retribución de la GD que no fuera renovable o del tipo cogeneración.

Los esquemas que se observaron en los países estudiados pueden clasificarse en dos grandes familias: precio regulado (*feed-in tariffs*) y precio del mercado más complementos.

La mayor crítica que se le puede hacer al esquema de precio regulado es que en el largo plazo puede llegar a ser insostenible, sobre todo cuando la GD tiene una participación significativa. Esto se debe principalmente a que este esquema tiende a ser costoso, ineficiente y no es competitivo.

Los dos primeros aspectos se deben a que el precio regulado no asegura que la electricidad que se genera se haga a un mínimo coste y que se incentive la investigación y desarrollo para lograr que los costes disminuyan. El regulador se enfrenta al problema de fijar adecuadamente el valor del precio regulado para lo cual casi siempre carece de información exacta de los costes de producción de las diversas tecnologías. Si el regulador fija muy alto el precio regulado, la alta rentabilidad atraerá muchas inversiones y aunque se consigan los objetivos de instalación de generación, éstos se conseguirán con un gran coste para los consumidores quienes son finalmente los compradores de la energía.

Este efecto negativo se ve acrecentado en aquellas tecnologías cuyas producciones dependen en gran medida de los recursos existentes en el emplazamiento en el que se encuentran. Por ejemplo, las instalaciones eólicas con emplazamientos con 2.500 horas equivalentes⁷ reciben el mismo precio y por ende reciben más ingresos anuales que las instalaciones con 2.000 horas equivalentes cuando son estas últimas las que tienen menor rentabilidad y necesitan más ayudas. Por esto, aunque se cuente con todos los datos necesarios para fijar el precio regulado, es imposible adecuarla para todas las instalaciones, apareciendo inevitablemente ineficiencias.

Una alternativa para fijar el precio regulado sin que el regulador examine exhaustivamente los costes de la GD es utilizar un esquema competitivo como las subastas. Este esquema se basa en la competencia entre la GD para fijar el precio regulado. El regulador establece el objetivo de potencia y los generadores compiten con ofertas para la venta de su producción. De esta manera, se espera que el precio resultante sea un precio que represente los costes reales de producción de dichos generadores y que los objetivos de capacidad instalada de GD se consigan al menor precio posible.

Sin embargo, este esquema produce que las instalaciones o tecnologías que se ven favorecidas con las subastas son aquellas con menores costes. Esto pone en tela de juicio su efectividad para incentivar las instalaciones o tecnologías que requieren una mayor ayuda para su maduración. Incluso mejoras tecnológicas podrían no verse incentivadas ya que el objetivo de las subastas es obtener el kWh más barato. Por ejemplo, mejoras como el soporte de huecos de tensión en aerogeneradores podrían no verse in-

⁷ Las horas equivalentes corresponden al número de horas que un generador debería producir a potencia nominal para producir una cantidad de energía igual a la que realmente produce en un año.

centivadas con este tipo de esquema. Además, el diseño de la subasta es muy complicado y es necesario ajustar muchos aspectos para que funcione adecuadamente.

La falta de competitividad del precio regulado surge por el hecho de que este esquema no permite la competencia entre los generadores, ya sean de la misma categoría (GD) o entre la GD y los generadores convencionales. Esto es debido a que cada tipo de generador tiene su propio precio regulado.

Asimismo, en un entorno de mercado europeo de energía, este esquema discriminaría entre la GD de un país y otro ya que cada país tiene establecido sus propias tarifas. La importación o exportación de energía de un país a otro sería posible únicamente si los esquemas y precios regulados son similares en ambos países.

A pesar de todo esto, este esquema ha mostrado en la práctica su efectividad gracias principalmente a la ausencia de riesgo que percibe el promotor. Esto es debido a que su remuneración está fijada durante un tiempo suficientemente largo, disminuyendo los costes de capital y asegurando su viabilidad económica.

Para evitar los inconvenientes del precio regulado descritos anteriormente, y siguiendo los principios establecidos en la filosofía general de la regulación de la GD descrita al inicio de este capítulo, en esta tesis se propone la utilización del esquema de precio del mercado más complemento. En este esquema existen dos posibilidades: que la GD participe directamente en el proceso de ofertas del mercado o que no participe en dicho proceso. En este último caso, se establece administrativamente que la GD debe recibir el precio del mercado pero no se le obliga a la elaboración de ofertas ni programas de producción.

Se propone que la GD participe en el proceso de ofertas ya que el no hacerlo puede interferir en la operación de la GD, por ejemplo, la GD no se responsabiliza de sus desvíos. Asimismo, la participación plena en el mercado tiene las siguientes ventajas:

- **Afloran costes de la GD:** La participación en el mercado con todas sus consecuencias, permite que afloren costes que de otra forma permanecen ocultos, por ejemplo, los costes ocasionados por el incumplimiento del su programa de producción y los costes de regulación.
- **Intervención en otros mercados:** La participación en el mercado abre las puertas a la intervención en otros mercados como los de servicios complementarios aunque dicha intervención depende en última instancia de las características técnicas de la GD.
- **La GD percibe el valor de mercado de su energía generada:** La GD recibe el valor que tiene su producción para el sistema en función de la hora en que es producida. En las horas en que existe mayor demanda, el precio de la energía suele ser superior que en las horas con menor demanda por lo que la GD percibe la valoración que tiene en ese momento su producción.
- **Competencia con el resto de generadores:** Si la GD participa plenamente en el mercado compite en las mismas condiciones con la generación convencional (*level playing field*).

No todo son ventajas en este esquema. Como desventajas se puede señalar el que la GD se ve expuesta al riesgo o volatilidad del mercado, tiene que dedicar recursos a la elaboración de programas y gestión de su producción y sobrecostes por participar en el mercado. Estas desventajas se pueden paliar mediante agentes agregadores que también pueden ser representantes ante el mercado. Estos aspectos son especialmente importan-

tes para los pequeños promotores y pueden llegar a constituir barreras significativas para el desarrollo de proyectos de pequeño o mediano tamaño.

Si bien es cierto que la aparición de estos sobrecostes asociados a la participación en el mercado puede llegar a poner en peligro la viabilidad económica de la GD, no hay que olvidar cuales son los objetivos de fomentar la GD (e.g. reducir las externalidades medioambientales). Si se desea fomentar la GD, es necesario que los incentivos o complementos reflejen estos sobrecostes para asegurar la viabilidad económica de la GD.

Por último, no hay que perder de vista el efecto de distorsión que provoca en la señal de mercado los complementos que se le otorga a la GD. Dependiendo del valor de éstos y la forma en que se asignen, los efectos positivos de la percepción de la señal del mercado se pueden llegar a perder ya que la existencia de complementos pueden influir en la gestión u operación de la GD. Por ejemplo, para una instalación cuyo coste variable es cero (e.g. eólica), si el valor del complemento es mucho mayor que el coste del incumplimiento de su programa (coste de los desvíos) y dicho complemento se asigna por energía producida, a la GD le puede resultar rentable desviarse por exceso (producir más de lo programado) ya que el ingreso por el complemento de la producción adicional es mayor que el coste del desvío. Esto es ineficiente para el sistema ya que requiere dedicar recursos para corregir dicho desvío. Además, se produce el mismo efecto descrito anteriormente en el caso de las tarifas reguladas: las instalaciones que más energía producen son las que más ayuda reciben.

Con el objeto de resolver este problema, en el siguiente apartado se propone una mejora en el esquema actual.

3.1.1. Propuesta de mejora del esquema precio del mercado más complementos

Existen distintas tecnologías que, por motivos medioambientales, son fomentadas con los distintos mecanismos antes descritos. Dentro de estas tecnologías hay algunas que necesitan apoyo debido al alto coste de inversión (costes fijos) necesario para su desarrollo. Este es el caso de tecnologías como la eólica, solar, mini-hidráulica e incluso algunas instalaciones de cogeneración que pierden economía de escala debido a su pequeño tamaño. Las demás tecnologías en cambio, suelen centrar sus sobrecostes en el coste del combustible como pueden ser las centrales de biomasa, centrales que utilizan biocombustibles, residuos sólidos urbanos, etc.

Para el primer grupo de tecnologías (tecnologías con alto coste de inversión), es posible estructurar un esquema de apoyo a su desarrollo que no interfiera con el funcionamiento del mercado. Como se comentó anteriormente, se propone que el esquema tenga las siguientes tres propiedades:

- Deben participar en el mercado y por tanto recibir su señal completa.
- El precio del mercado debe ser completado con un complemento fijo. El hecho de que sea fijo permite mitigar el riesgo de estar expuesto al precio del mercado, ya que hasta ahora ha quedado demostrado que el esquema de precio regulado consigue fomentar el desarrollo de la GD más que otros esquemas.

- Este complemento fijo debe estar desligado del volumen de producción de la GD.

Para conseguir desligar el complemento de la producción de energía de la GD se proponen las siguientes dos opciones:

- **Opción a):** Asignar los complementos no en función de la energía generada en cada hora sino asignarlos anualmente en función de otro parámetro como la potencia instalada. Con esta alternativa, tendría que implementarse un mecanismo que permitiera comprobar que dichos complementos se reciben únicamente si la instalación es productiva durante un determinado número de horas del año.
- **Opción b):** Asignar los complementos únicamente a una determinada cantidad de energía producida durante el año y no a la totalidad de la energía. Esta opción conseguiría asegurar que la instalación es productiva y además desligaría una parte de su producción (el exceso sobre la cantidad a la cual se le asigna el complemento) que tendría que ser negociada en el mercado en igualdad de condiciones que el resto de generadores. De esta forma, el valor marginal del kWh producido a lo largo de todo el año es realmente el del mercado y no el del mercado más el complemento.

Esta propuesta logra eliminar las ineficiencias que surgen en la operación de este primer grupo de GD debido a la ligadura entre producción y complementos y tiene efectos positivos como estabilidad regulatoria y seguridad de recuperación de costes. Además, se logra que todas las instalaciones reciban las mismas ayudas, independientemente de la cantidad de energía que produzcan, evitando el efecto de mayores ingresos para las instalaciones que necesitan menos ayudas (las instalaciones con mayor producción).

Para el segundo grupo de tecnologías (tecnologías con alto coste variable), el complemento asociado a la energía producida (solución habitual hoy en día) debe conseguir compensar adecuadamente los mayores costes variables que sufren estas tecnologías y equilibrar su posición en el mercado. Se aconseja por tanto dejar el esquema habitual de complemento por kWh producido.

3.2. Requisitos de programación de la producción

Independientemente de que la GD participe en el mercado y esté obligada a programar su producción, la previsibilidad de la energía que inyecta un generador a la red es positiva para todo el sistema. Esto permite que los recursos disponibles (reserva rodante y reserva terciaria) se asignen de una manera más adecuada y a un menor coste. La falta de previsibilidad ocasiona costes y es necesario minimizarlos. Por tanto, la tendencia debería ser a incentivar que la GD prediga su producción con la mayor exactitud posible.

La participación en los mercados de energía lleva implícita la presentación de ofertas y el cumplimiento de dichas ofertas, es decir, la programación de la producción. Algunas tecnologías de GD tienen problemas para predecir su producción (eólica,

fotovoltaica y en menor medida la cogeneración) debido a la variabilidad que presenta el recurso primario que emplean o el proceso industrial en el cual están inmersas. Esto puede dar origen a sobrecostos por desvíos.

Si realmente se quiere fomentar la GD, la remuneración de ésta debe reconocer los sobrecostos de la imprevisibilidad de la producción para asegurar su viabilidad económica. Estos sobrecostos pueden ser calculados utilizando metodologías como la propuesta en (Fabbri, *et al.*, 2005). En este artículo, se modela la función de probabilidad del error de predicción de instalaciones eólicas y se calculan los desvíos esperados para cuantificar el sobrecoste que tendría que afrontar este tipo de instalaciones en el mercado eléctrico español. Este tipo de información puede ser muy útil a la hora de determinar los incentivos o complementos que debe recibir la GD.

En este mismo artículo, se puede ver que el error de la predicción de instalaciones eólicas disminuye al disminuir la antelación con la cual se hace la predicción. Por esta razón, en esta tesis se propone la reducción de la ventana temporal con la cual este tipo de generación tiene que presentar sus programas. El coste para el sistema no varía mucho si la predicción se hace con una u otra antelación, sin embargo, una mayor antelación puede producir grandes diferencias en los costes que se le asignan a la GD.

Por último, en muchos casos, los perfiles de producción de diversas tecnologías de GD pueden ser complementarios entre sí, ya sea por la naturaleza del recurso empleado o por la falta de correlación. La agregación de la producción de perfiles complementarios produce una suavización del perfil total gracias a la cancelación mutua de los errores. Esto lleva a que, al agregar perfiles de producción complementarios, el error global disminuya y por ende los costes de desvíos asociados. Este comportamiento se puede ver en el artículo mencionado anteriormente. Por esto, y con el objeto de conseguir una mejor integración de la GD en el mercado, se propone que se permita la agregación de varios generadores distribuidos en un único programa de producción.

3.3. Requisitos de los servicios complementarios del sistema

Los servicios complementarios del sistema son los servicios asociados a la producción, transporte y distribución de energía eléctrica necesarios para garantizar la calidad, seguridad y eficiencia económica del suministro (Soler Soneira, 2001). La calidad comprende el mantenimiento de la frecuencia y la tensión en unos márgenes aceptables para el sistema, la seguridad la continuidad del suministro en el corto plazo y la eficiencia el suministro de electricidad a mínimo coste.

Para mantener la frecuencia dentro de una banda aceptable en torno a su valor nominal, los sistemas eléctricos disponen del denominado control frecuencia-potencia. Este control trata de nivelar en todo momento la potencia mecánica que reciben los generadores con la potencia eléctrica demandada por el sistema. Para mantener las tensiones dentro de los márgenes aceptables, el sistema eléctrico dispone del denominado control tensión-reactiva. El otro servicio complementario clásico es la reposición del servicio. Se trata de la capacidad del sistema de ser reenergizado ante un cero de tensión. Para

esto, es necesario dotar a determinados generadores de capacidad de arranque autónomo y dotar a la red de equipos sincronizadores.

Algunos de estos servicios (e.g. control frecuencia-potencia) son de carácter obligatorio para todos los generadores, lo cual puede dificultar la integración de la GD en los mercados si ésta no tiene las capacidades técnicas requeridas. Por ejemplo, las tecnologías cuya producción depende de la disponibilidad del recurso (e.g. viento o sol), pueden tener muchas dificultades para prestar el servicio de control frecuencia-potencia.

Las posibles situaciones en la que se puede encontrar la GD son las siguientes: demandante del servicio, suministradora del servicio o neutral. En este sentido, la GD es demandante si su presencia aumenta los requerimientos de dichos servicios; es suministradora si es capaz de aportar dichos servicios; y es neutral si su presencia no tiene ninguna incidencia en estos servicios.

Siguiendo la filosofía planteada al inicio de este capítulo, si la GD es demandante de estos servicios, es necesario que ésta se haga responsable de los costes asociados. De nuevo, si se desea fomentar la GD y estos costes se le asignan, su remuneración debe incluirlos para asegurar su viabilidad económica. Lo importante es que la GD perciba estos costes para que intente disminuirlos.

Si las características técnicas de la GD permiten que preste este tipo de servicios, no existe ninguna razón para prohibir su participación. La participación de un mayor número de agentes ayudaría a promover la competencia por la prestación de dichos servicios. Además, la posibilidad de que la GD pueda participar en la prestación de estos servicios incentiva a que ésta desarrolle sus potencialidades, ya que esto puede representar una oportunidad de negocio.

Por esto, se recomienda que se desarrollen los mecanismos necesarios que posibiliten la participación de aquellas tecnologías de GD con capacidades técnicas adecuadas en la prestación de servicios complementarios.

3.4. Garantía de suministro a largo plazo

En general, los mercados eléctricos disponen de una señal o incentivo para asegurar el suministro en el largo plazo. En algunos casos, este incentivo toma la forma de un pago por capacidad. El objetivo de este pago es atraer nuevas inversiones ya que se asegura parte de la remuneración de la nueva instalación, haciendo que la inversión sea más atractiva.

La asignación de este pago se suele hacer en función de la disponibilidad de la instalación en los momentos en los que el sistema más la necesita, es decir, en las horas de mayor demanda.

La GD, al ser un generador más, también puede contribuir en la garantía de suministro a largo plazo. La garantía que pueda dar depende de las características técnicas de la GD. Por ejemplo, aquellas instalaciones cuya producción depende de la disponibilidad del recurso (e.g. viento o sol) difícilmente podrán aportar al suministro a largo plazo a menos que lo hiciera de forma agregada con varios generadores. Sin embargo, algunas

tecnologías como la cogeneración o la biomasa pueden contribuir a garantizar el suministro. Es por tanto importante determinar la garantía de suministro a largo plazo real que puede proporcionar cada instalación de GD.

En esta tesis, se propone que se desarrollen los mecanismos necesarios que cuantifiquen la garantía de suministro que proporciona la GD y que ésta reciba el incentivo o pago correspondiente en función de la garantía de suministro real que proporcione al sistema. Esto es, si la GD no aporta ninguna garantía de suministro no debe recibir ningún pago por capacidad, pero si aporta, debe recibir en función del aporte que haga.

4. Impacto de la GD en la regulación de la distribución

El último de los aspectos que incide en la integración de la GD es el impacto que ésta puede producir en la regulación de la distribución. Para integrar la GD en las redes de distribución es crucial la interrelación existente entre la GD y la distribución y las señales regulatorias que reciben cada una de las partes. En los apartados anteriores se han revisado los aspectos que afectan a la GD, en este apartado se revisan los aspectos relacionados a la GD que afectan a la regulación de la distribución.

La distribución de energía comprende tanto actividades técnicas como la planificación de redes, desarrollo y realización de obras, explotación y mantenimiento de instalaciones y equipos, así como actividades de gestión comercial y venta de energía a consumidores regulados (Gómez, 2003a). Estas actividades son ejercidas en condiciones de monopolio natural por lo que la retribución de la distribución debe estar regulada.

Su regulación debe perseguir una serie de objetivos como el que esta actividad sea sostenible en el largo plazo, es decir, que su remuneración permita que las empresas distribuidoras sigan realizando su actividad en el futuro, asegurando las inversiones necesarias y el suministro a los consumidores en el largo plazo.

Asimismo, la regulación debe proteger a los clientes de pagar un precio excesivo por el servicio y al mismo tiempo asegurar que las distribuidoras tengan beneficios acordes al riesgo asociado a este negocio. La regulación también tiene que promover la eficiencia económica, es decir, incentivar la reducción de pérdidas e inversiones y una mejor gestión de las redes. Todo esto debe redundar en beneficio de los consumidores, sin que la calidad del servicio se vea perjudicada.

A continuación se analizan los principales impactos que produce la GD en la regulación de la distribución.

4.1. Impacto en la retribución de las distribuidoras

Los principales esquemas de retribución que se emplean en la actualidad en la regulación de la distribución son el de coste del servicio y los esquemas basados en una regulación por objetivos de las empresas (Gómez, 2003b). En la literatura anglosajona, el primer tipo de esquema es conocido como *cost-of-service* o *rate-of-return regulation* y el segundo como *Performance Based Ratemaking* (PBR). En la práctica, es muy difícil establecer la frontera entre uno y otro esquema ya que en muchas ocasiones las regulaciones reales combinan aspectos de uno y otro esquema para llegar a soluciones mixtas. A pesar de esto, en la revisión internacional presentada en el capítulo anterior, los esquemas retributivos de los países estudiados se pueden clasificar dentro de los esquemas tipo PBR.

En los siguientes apartados se describen los esquemas de retribución de la distribución y cómo les impacta la presencia de GD.

4.1.1. Coste del servicio

Tradicionalmente, la distribución se ha regulado con un esquema de coste del servicio. Este tipo de esquemas se basan en permitir a las distribuidoras un ingreso que cubra sus costes más una tasa de rentabilidad para sus inversiones. Cada cierto tiempo, el regulador y las distribuidoras revisan los costes anuales tanto de capital como de operación y mantenimiento, teniendo en cuenta la depreciación y los nuevos activos. Partiendo de estos costes reconocidos, se fijan las tarifas que tendrán que pagar los consumidores. El período para la revisión de los costes suele ser entre uno y dos años.

La regulación por costes del servicio tiene la ventaja de asegurar que el negocio es sostenible y el coste del capital es menor debido a que el riesgo que percibe la distribuidora es menor. Todo esto gracias a que se asegura que la distribuidora recuperará los costes en los que ha incurrido.

Sin embargo, este esquema adolece de no incentivar a la reducción de costes y por tanto no promover la innovación de las distribuidoras. Además, puede producirse el efecto *Averch-Johnson* el cual consiste en que las distribuidoras invierten más de lo que es económicamente eficiente debido a que su tasa de rentabilidad suele ser mayor que el coste del capital (Moskovitz, 2000).

Asimismo, este esquema presenta la dificultad de determinar los costes reales de la distribución, haciendo necesario el desarrollo de herramientas que permitan una mejor estimación de los costes. Este hecho unido a la asimetría de información existente entre las distribuidoras y el regulador puede llevar a sobrestimar los costes reconocidos, redundando en una mayor tarifa.

En lo que concierne a la GD, dado que en este esquema los costes incurridos por la distribuidora son recuperados por ésta, en principio, cualquier ahorro o sobrecoste que pueda originar la GD debería tenerse en cuenta en la retribución de la misma. En este sentido, la GD no debería dar origen a ningún perjuicio para la distribuidora ya que los

ahorros o sobrecostes serían reconocidos. Sin embargo, en la práctica, el efecto de la GD sobre la retribución de la distribuidora dependerá de la correcta cuantificación de los ahorros o sobrecostes ocasionados por ésta. Para dicha cuantificación, es necesario evaluar los impactos de la GD con metodologías como las desarrolladas en esta tesis y hasta ahora no está claro que alguna regulación lo esté haciendo.

Si los posibles sobrecostes ocasionados por la GD no son tenidos en cuenta, esto repercutirá en los beneficios de la distribuidora, pudiendo ésta ser reticente a la conexión de GD en sus redes. La reticencia se puede ver reflejada en la aparición de barreras artificiales que dificulten la instalación de GD, como por ejemplo tardanza en la aprobación de la solicitud de conexión, exigencia de requisitos desmedidos tanto técnicos (e.g. protecciones y equipos de medida) como administrativos (e.g. seguros y autorizaciones). En el caso de que la GD produzca ahorros en costes, si éstos son tenidos en cuenta en los costes reconocidos, la distribuidora no se verá beneficiada por la presencia de GD.

No hay que olvidar que la GD puede provocar impactos positivos como los que se observaron en los capítulos 3 y 4 (disminución de pérdidas y prórroga de inversiones). Es necesario que las distribuidoras sean conscientes de esto para que traten de aprovechar las potencialidades de la GD y contribuyan a eliminar las barreras existentes. El esquema de coste del servicio no incentiva a que las distribuidoras aprovechen estas potencialidades.

4.1.2. *Performance Based Ratemaking (PBR)*

El concepto principal de estos esquemas es similar al del coste del servicio: una remuneración necesaria basada en estimaciones de costes de capital y operación que permita que la distribuidora desarrolle su actividad y consiga beneficios razonables. La diferencia principal radica en que, a diferencia del esquema de coste del servicio en el cual la remuneración se calcula con mayor frecuencia, en la regulación tipo PBR existen períodos regulatorios establecidos de antemano (generalmente entre 3 y 5 años) durante los cuales dicha remuneración está determinada.

Estos esquemas incentivan la reducción de costes y la mejora de productividad de las empresas. Las reducciones de costes o mejoras en la eficiencia durante el período regulatorio redundan en beneficio de las empresas distribuidoras. Al final del período regulatorio, la remuneración se ajusta para el siguiente período.

Los esquemas tipo PBR dan estabilidad a los ingresos de las distribuidoras y permiten que éstas planifiquen las inversiones y reducciones de costes. Dentro de los esquemas PBR más empleados se encuentran los de limitación de precio (*Price cap*) y los de limitación de ingresos (*Revenue cap*) (Viljainen, *et al.*, 2004; Vogelsang, 2002).

A continuación se describe cada uno de éstos y cómo les afecta la GD.

Price cap

En este esquema la remuneración necesaria, calculada a partir de los costes y rentabilidad, se traducen en un precio máximo por los productos o servicios que ofrece la distribuidora. La evolución de este precio durante el período regulatorio se liga a la evolución de algún parámetro o índice económico (IE) como puede ser el índice de precios de consumo, índice de precios industriales, tasa de inflación, etc. Además, se introduce

un factor de ajuste conocido en la literatura como el *factor X*. Algunos autores argumentan que la función de este factor es traspasar a los clientes parte de la mejora en la eficiencia conseguida por las distribuidoras (Román, *et al.*, 1999). Otros autores sugieren que, dado que el parámetro económico utilizado para ligar la evolución de los ingresos no representa de manera fidedigna la evolución de los costes de las distribuidoras, es necesario ajustar los ingresos a unos niveles razonables por medio del susodicho factor (The Regulatory Assistance Project, 2000).

Por último, se incluye un factor de ajuste para situaciones fortuitas conocido en la literatura como el *factor Z*. Las situaciones fortuitas pueden ser de diversa índole como catástrofes naturales, modificación de impuestos, cambios en la legislación medioambiental, etc. (Gardiner and Montpelier, 2000). La razón de ser de este factor es que, dada la longitud del período regulatorio, aumenta el riesgo de que la distribuidora se vea afectada por cualquiera de las situaciones mencionadas anteriormente. El factor *Z* ayuda a disminuir el riesgo que percibe la distribuidora ante la posibilidad de que se presenten estas situaciones.

En la ecuación (1) se muestra la retribución descrita anteriormente.

$$P_t = P_{t-1} \left(1 + \frac{IE - X}{100} \right) \pm Z \quad (1)$$

En donde:

- P_t : Precio máximo en el año actual t .
- P_{t-1} : Precio máximo en el año anterior $t-1$.
- IE : Índice económico.
- X : Factor de eficiencia.
- Z : Factor de ajuste para eventos fortuitos.

El hecho de que en este esquema se regule el precio máximo al cual la empresa puede vender el producto o servicio produce que sus ingresos dependan totalmente de la cantidad vendida. Esto ocasiona que cualquier variación de la cantidad vendida repercuta directamente en su cuenta de resultados: una mayor cantidad vendida representa mayores ingresos mientras que una menor cantidad vendida representa menores ingresos.

La dependencia de los ingresos de la cantidad vendida tiene su implicación en la GD: si la GD provoca la disminución de la facturación de la distribuidora ésta será vista por la distribuidora como un elemento perjudicial. Incluso, si la GD estuviera produciendo ahorros en los costes de la distribución, la pérdida de ingresos podría ser superior a dichos ahorros por lo que la GD seguiría siendo vista como un elemento perjudicial.

Esta pérdida de ingresos tiene lugar en los casos en que se permite el *net metering*. El *net metering* consiste en conectar la GD dentro de las instalaciones de los consumidores de forma que su demanda se vea reducida. Este esquema de conexión y medición tiene sentido en regulaciones en las que no existe ningún mecanismo de apoyo a la GD (primas, subvenciones, etc.). Al reducir el consumo se consigue un precio de la energía producida igual al que el consumidor paga a la distribuidora: este precio incluye no sólo el coste de la energía sino también el coste de las redes (que pueden llegar a ser tan importantes como el coste de la energía).

Por tanto, si se permite el *net metering*, la distribuidora verá reducidos sus ingresos sin que se reduzcan sus costes. En este último caso, la magnitud del impacto sobre los

ingresos depende del tipo de facturación: monómica (cobro por energía) o binómica (cobro por potencia y por energía). Si la facturación es del primer tipo, el impacto de la GD es mayor ya que toda la facturación depende de la energía consumida por el cliente por lo que cualquier reducción en su consumo repercute directamente en la distribuidora. En el caso de la facturación binómica, el efecto se ve un poco amortiguado debido a que existe un cargo por potencia y otro por energía. La presencia de la GD debería afectar únicamente al término de energía ya que, en principio, el consumidor tendría que contratar la misma potencia por si en un determinado caso la GD falla y es necesario que la red le suministre todo su consumo. Si debido a la instalación de GD el consumidor contrata una menor potencia, la presencia de GD también impactará en el cargo de potencia. Este último caso no debería ser la regla ya que el consumidor se arriesga a tener energía no suministrada en el caso que la GD falle y su consumo sea mayor que la potencia contratada.

Revenue cap

El esquema *Revenue cap* es similar al de *Price cap*, diferenciándose de éste en que durante el período regulatorio se establece una trayectoria de los ingresos máximos permitidos a la distribuidora y no del precio de sus productos o servicios. La bondad del esquema *Revenue cap* radica en conseguir desligar los ingresos de las distribuidoras de las cantidades vendidas: cualquier variación en las cantidades vendidas no afecta directamente a los ingresos reconocidos de las distribuidoras.

Si durante el período regulatorio los costes de la distribuidora se desvían de los costes previstos, los ingresos se ajustan aplicando factores de corrección que incluyen las variables causantes de los desvíos de los costes (*cost-drivers*) a los ingresos máximos permitidos.

El hecho de que la remuneración no esté ligada a las ventas evita los efectos negativos descritos para el *Price cap*. En este sentido, en principio, con el *Revenue cap* la conexión de GD no influye en la remuneración de las distribuidoras independientemente de que se conecte en las instalaciones del consumidor o en las instalaciones de la distribuidora. En realidad, si la conexión de GD produce desvíos en los costes previstos, la GD puede influir en los ingresos de la distribuidora en función de si el impacto de la GD se tiene en cuenta en los *cost-drivers* que ajustan el ingreso reconocido. Si la conexión de GD aumenta los costes de la distribución y los *cost-drivers* tienen en cuenta estos sobrecostes debidos a la GD, ésta no representaría ningún perjuicio para la distribuidora. Por el contrario, si los sobrecostes ocasionados por la GD no se tienen en cuenta en los *cost-drivers*, entonces la distribuidora se vería afectada por la GD.

Por supuesto, el impacto de la GD en la remuneración de la distribución también dependerá del procedimiento de estimación de costes al inicio de cada período regulatorio. Es decir, si en este procedimiento se tiene en cuenta o no los costes que puede ocasionar la GD.

4.1.3. Coste del servicio vs. PBR

Como se mencionó anteriormente, la principal diferencia entre el esquema de costes del servicio y los esquemas PBR es la existencia de un período regulatorio más largo lo cual permite introducir incentivos a la reducción de costes y mejoras en la productividad de

las empresas. Otro de los aspectos en los que se puede diferenciar es la metodología de evaluación de los costes. El esquema de coste de servicio se basa casi siempre en un análisis exhaustivo de los costes de la empresa mientras que en los esquemas tipo PBR se suelen emplear metodologías que introducen eficiencia como la comparación entre empresas competidoras (*yardstick*) o comparación entre empresas similares (*benchmarking*)⁸.

El esquema de costes del servicio no incentiva a las distribuidoras a la reducción de costes ni a la innovación, pudiendo producir situaciones en las cuales las distribuidoras invierten más de lo adecuado. En este esquema prácticamente todo el riesgo asociado a la actividad de distribución recae sobre el consumidor que es quien paga la tarifa que incluye todos los gastos incurridos. Además, este esquema tampoco incentiva a las distribuidoras a sacar provecho de las potencialidades que ha demostrado tener la GD en los estudios técnicos llevados a cabo en esta tesis. Por todo esto, este esquema se considera ineficiente y no es el más idóneo para promover la GD.

Los esquemas tipo PBR incentivan a la reducción de costes y la mejora de la eficiencia. Esto puede servir como un incentivo para que las distribuidoras saquen provecho de las potencialidades de la GD que se estudiaron en los capítulo 3 y 4 (reducción de pérdidas y prórroga de inversiones). Este tipo de esquemas también asigna parte del riesgo de las decisiones tomadas por las distribuidoras a ellas mismas a diferencia del esquema de costes del servicio en el cual prácticamente todo el riesgo recae sobre los consumidores. La introducción de un factor de corrección debido a eventos fortuitos (factor Z) también puede utilizarse para que las distribuidoras no carguen con todo el riesgo asociado a una alta penetración de la GD (mayores pérdidas, refuerzos en el alimentador, modificación del perfil de tensiones, mayores costes de gestión y administración, etc.). Por último, este esquema comparte con los consumidores las reducciones de costes y las mejoras conseguidas en la eficiencia gracias a la utilización del factor X.

En una actividad como la distribución de energía en la cual, en el corto plazo la relación existente entre coste y cantidad del producto o servicio no es muy fuerte, un esquema volumétrico como el *Price cap* no parece ser el más adecuado. Además, en un esquema como éste, la GD puede repercutir directamente en los resultados de las distribuidoras tal como se describió en apartados anteriores.

El desligar los ingresos de la cantidad vendida, como es el caso del *Revenue cap*, se plantea como un esquema más apropiado ya que en este tipo de esquema la GD prácticamente no incide en la retribución de la distribuidora. Por todo esto, la regulación tipo *Revenue cap* se sitúa como una buena opción para una regulación de la distribución que sea benigna para la GD y es el esquema que se recomienda en esta tesis.

En la práctica, la incidencia de la GD sobre un esquema tipo *Revenue cap* vendrá determinada por los detalles de su implementación. Si el esquema tiene en cuenta los costes asociados a la GD (costes administrativos o de gestión, impacto en inversiones, impacto en pérdidas, etc.), este esquema no debería incidir negativamente en la GD. Por el contrario, si estos costes no se tienen en cuenta, las distribuidoras verán mermadas sus cuentas de resultados y por lo tanto serán reticentes a la instalación de GD en sus redes. De ahí la importancia de evaluar correctamente las variables que inciden directa-

⁸ En la metodología *yardstick*, la empresa de referencia es la empresa promedio del sector mientras que en el *benchmarking*, la empresa de referencia se elige entre empresas de otros sectores (e.g. telecomunicación) o entre empresas del mismo sector pero en diferentes países. En ambas metodologías, la eficiencia del resto de empresas se compara con la eficiencia de la empresa de referencia. Esto se traduce en que aquellas empresas que sean más eficientes que ésta tendrán mayores ingresos que aquellas que son menos eficientes, produciendo competencia entre las empresas.

mente en los costes (*cost-drivers*) a la hora de determinar la retribución de las distribuidoras. También influye cómo son tenidos en cuenta estos costes al inicio del período regulatorio.

Una opción es incluir como un *cost-driver* dentro de la fórmula de retribución del *revenue cap* el número de conexiones de GD. De esta forma se consigue compensar e incluso incentivar a las distribuidoras para que sean más activas a la hora de conectar nueva GD en sus redes, ya que sus ingresos aumentarán a medida que aumente el número de generadores distribuidos.

4.2. Impacto en el incentivo a la optimización de pérdidas

La optimización de pérdidas ha sido siempre uno de los objetivos de la regulación de la distribución. En general, existe un incentivo explícito en la regulación para la optimización de pérdidas, siendo necesario velar por su cumplimiento ya que algunos esquemas de regulación de la distribución pueden producir el efecto opuesto. Por ejemplo, un esquema volumétrico en el cual los ingresos dependen de la cantidad de energía vendida, una mayor venta de energía produce mayores ingresos pero puede dar origen a mayores pérdidas (a mayor flujo de energía mayores pérdidas).

El impacto que produzca el efecto de la GD en las pérdidas sobre la optimización de éstas, está muy ligado a la regulación de pérdidas a la que está sujeta la distribuidora. Tradicionalmente, la optimización de pérdidas se ha incentivado haciendo competir a las distribuidoras con un valor de pérdidas de referencia o estándar. La reducción de pérdidas que consigue la distribuidora respecto al nivel de referencia es incentivada económicamente. Como quedó demostrado en el capítulo 3, la GD puede impactar tanto positiva (disminución) como negativamente (aumento) en las pérdidas. Esto significa que el nivel de pérdidas de las redes de distribución se ve afectado por la conexión de GD por lo que ésta incidirá en el incentivo a la optimización de pérdidas que perciba la distribuidora.

La regulación de pérdidas debe tener en cuenta la posibilidad de ambos impactos (aumento o disminución de pérdidas) y poder funcionar y dar señales correctas en ambos casos. Se considera justo que la distribuidora compita con el nivel esperado de pérdidas, teniendo en cuenta todas las variables exógenas. Por tanto, se debería fijar las pérdidas de referencia teniendo en cuenta la penetración de GD. Incluso establecer alguna forma de indexación de dichas pérdidas de referencia. Para dicha indexación se propone la utilización de la tabulación de pérdidas propuesta en el apartado 2.3.1.

Teniendo en cuenta que en las pérdidas influye la dispersión y localización de la GD y dado que quien mejor conoce la red y por ende conoce las mejores ubicaciones para disminuir las pérdidas es la distribuidora, ésta podría tener la posibilidad no sólo de incentivar la conexión de GD sino también de influir en la ubicación de ésta. Por esto, se propone que exista la posibilidad de que la distribuidora realice contratos con la GD para incentivar su localización. Dichos contratos podrían hacerse por negociaciones con la GD o incluso se podrían utilizar metodologías competitivas como las subastas. Los

beneficios que surjan de esta optimización de los recursos deberían poder quedárselos al menos durante un tiempo.

Esta metodología persigue una correcta asignación de costes, lo que en principio daría las señales de localización óptima. Es verdad que, al menos en el caso de la tecnologías renovables y cogeneración, estas señales prácticamente no cambiarían nada ya que los recursos primarios que utiliza este tipo de GD se encuentran dispersos geográficamente por lo que su instalación debe ser allá donde exista el recurso.

4.3. Reconocimiento de las inversiones

Como se describió en el capítulo 4, el impacto de la GD en las inversiones se puede clasificar en dos categorías generales: impacto en redes existentes e impacto en el diseño de nuevas redes. En el caso de las redes existentes, la conexión de GD puede dar origen a refuerzos en la red para acomodar la producción de la GD. Esto se debe a que generalmente las redes de distribución se diseñan sin tener en cuenta la posibilidad de que se conecte GD por lo que cualquier modificación del diseño original puede ocasionar nuevas inversiones. Este es un problema técnico y sus efectos son en el corto plazo ya que tienen lugar en el mismo instante de la conexión a la red. La evaluación de este efecto se limita a la realización de los estudios pertinentes para cada caso en particular y su tratamiento es por medio de los costes de conexión (ver apartado 2.1). Si sólo se aplican los costes directos (*shallow costs*), habría que tener en cuenta los costes indirectos para determinar el efecto de la GD.

En las redes existentes, la GD puede influir en las decisiones de ampliación de la red que toma la distribuidora de cara a un crecimiento natural de la demanda. Este impacto es el que se estudió en el capítulo 4 y su tratamiento se analizó en el apartado 2.2 del presente capítulo.

Queda por tanto analizar el impacto de la GD en el diseño de nuevas redes. Este impacto se refiere a los efectos causados por la inclusión de la GD en el proceso de planificación de las redes como una variable de decisión más. Si la GD se incluye en dicho proceso, se modificará el diseño de las redes de distribución y por consiguiente las inversiones. Por ejemplo, la inclusión de la GD puede requerir un diseño que incluya dispositivos de monitorización o comunicación que antes no eran necesarios. Asimismo, la consideración de la GD obliga a la distribuidora a modificar la operación de sus redes, requiriendo nueva infraestructura.

La inclusión de la GD también puede llevar a un diseño más eficiente de las redes que aproveche las potencialidades de la GD, redundando en beneficio del sistema en su conjunto. Se recomienda por tanto que las distribuidoras incluyan la GD en la planificación de sus redes.

En aspecto adquiere mucha importancia la coordinación entre la GD y las distribuidoras. Esta coordinación va más allá de la operación (programación de la producción, gestión de la energía reactiva, etc.), incluyendo también el proceso de selección del emplazamiento y requisitos de conexión. Al diseñar las distribuidoras sus redes, saben los lugares y los momentos en que pueden sacar el mayor provecho de la GD y las características que tiene que tener la GD para mejorar la gestión de las redes.

En general, las distribuidoras no suelen confiar en la planificación de sus redes en aquellos recursos que de alguna manera no controlan o gestionan. Por ejemplo, no se suelen confiar de que la GD les ayude a disminuir la punta de demanda si no están seguros que la GD va a estar generando en el momento que lo requieran a menos que ellas la controlen o gestionen.

El hecho de que la GD sea tenida en cuenta como una variable de decisión a la hora de planificar las redes depende en gran medida de la titularidad de ésta. La planificación teniendo en cuenta un elemento (la GD) cuyo desarrollo es incierto, introduce un mayor riesgo a la actividad de distribución. Una forma de reducir ese riesgo es que la distribuidora pueda de alguna manera controlar o ser propietaria de la GD. La titularidad de GD por parte de las distribuidoras choca con el principio de separación de actividades que exige que una empresa con un negocio regulado no ejerza actividades no reguladas como la generación. Sin embargo, en aras de la búsqueda de una mejor eficiencia, se recomienda que las distribuidoras tengan la posibilidad de ser titulares de GD, por lo menos en pequeñas cantidades de manera que la GD ayude a solucionar problemas de red y no interfiera con la actividad de generación.

4.4. Incentivos a la innovación

En la actualidad, las distribuidoras suelen utilizar un esquema de operación pasiva para gestionar sus redes. El objeto de este esquema es la operación de la red con la menor supervisión posible. La base de este esquema es la direccionalidad de los flujos: desde la subestación hacia los consumidores (elementos pasivos). La instalación de elementos activos (la GD) que interactúan con la red obliga a innovar la gestión de las redes de distribución.

La innovación por medio de la gestión activa de las redes permite modificar o adecuar todos los elementos de la red a las circunstancias existentes en cada instante. Esto requiere un sistema de monitorización y control en tiempo real de los diversos elementos, incluyendo la GD. Esto es, un sistema similar al que se emplea actualmente en las redes de transporte.

La gestión activa plantea problemas regulatorios asociados a los costes de las inversiones necesarias para la gestión activa, la regulación que permita a la distribuidora controlar o gestionar recursos ajenos como la GD así como la remuneración de los servicios que puede prestar la GD para la gestión activa de las redes. Por otro lado, este tipo de gestión puede llevar a una mejor eficiencia en la gestión de las redes de distribución.

La posibilidad de gestión de servicios complementarios en las redes de distribución pasa por una gestión activa de las mismas, lo cual permitiría aprovechar los recursos que dispone la GD, teniendo siempre en cuenta las limitaciones técnicas de ésta. Se recomienda desarrollar los mecanismos regulatorios que incentiven este tipo de gestión y que permitan a las distribuidoras llegar a acuerdos para aprovechar sus potencialidades.

5. Resumen y conclusiones

La filosofía general que se propone en esta tesis es la de una regulación que permita aflorar tanto los costes como los beneficios que produce la conexión de GD. El objetivo de aflorar los costes es el que el agente que produce los coste se responsabilice de dichos costes para que actúe en consecuencia. El objetivo de aflorar los beneficios es el fomentar la instalación de la GD ya que esto redundaría en mayores beneficios para el sistema.

Los esquemas actuales de regulación de la GD se suelen centrar en la retribución de la energía producida por la GD, dejando de lado otros aspectos que influyen en la integración de la GD. La integración de la GD se puede dividir en dos vertientes generales: integración en las redes e integración en los mercados. Asimismo, los impactos que puede producir la GD en la regulación de la distribución influirán indirectamente en la integración de la GD. En este capítulo, se han revisados los aspectos más relevantes que influyen en la integración de la GD y se han propuesto mejoras de cara a una mejor integración de la misma.

La integración de la GD a las redes viene condicionada por los cargos de conexión, los cargos por uso de red y las señales de operación que recibe la GD.

En esta tesis se recomienda la utilización de los cargos directos (*shallow costs*) para equiparar el tratamiento de la GD con la generación convencional. Además la aplicación de este tipo de costes no representan una barrera para la integración de la GD y no producen el efecto *first comer* o *free riders*. Además, los costes indirectos dan origen a un refuerzo de la red que pasa a formar parte de ésta y prestará servicio a todos los agentes que hacen uso de dicha red y no sólo a la GD. Con los costes directos, existe también la dificultad de determinar si el refuerzo es debido únicamente a la conexión de este generador o si es debido a la suma de muchos otros factores como otros generadores conectados con anterioridad o el crecimiento de la demanda. Si a pesar de esto se decide usar los costes directos e indirectos, se propone el resarcimiento de costes para disminuir el efecto *free riders*.

Asimismo, la estandarización de los requisitos de conexión favorece la integración de la GD en las redes. Su ausencia puede ocasionar situaciones de desventaja de una GD respecto a otra que se conecta en otra red. Se recomienda que existan unas normas claras para toda la GD, atendiendo a las características técnicas de cada tecnología.

Otro de los aspectos que influye en la integración de la GD en las redes son los cargos por uso de la red. La conexión de la GD puede dar origen a nuevos costes de inversión, operación y mantenimiento pero también puede producir efectos positivos como la prórroga de inversiones. Se recomienda que los cargos por uso de la red que se apliquen a la GD reflejen todos los efectos que produce la GD, sean estos positivos o negativos. Si la GD disminuye los costes de la red, sus cargos por uso de red deberían verse disminuidos y, por el contrario, si aumenta los costes de la red, debería verse reflejado en su costes por uso de red.

A la hora de determinar los cargos por uso de la red se debe tener en cuenta que la GD puede prorrogar inversiones, modifica la planificación de las redes e influye en los costes de operación y mantenimiento.

El último de los aspectos que influye en la integración de la GD en las redes son las señales de operación que recibe la GD. Estas señales determinan cómo se comportará la GD ante la posibilidad de participar en la prestación de servicios de índole local (suministro o consumo de energía reactiva, reposición del servicio, etc.), en la solución de restricciones o en la reducción de pérdidas.

Para poder sacar provecho a las potencialidades de la GD, se propone que se tienda a una gestión activa de las redes y que se desarrollen los procedimientos de operación que establezcan las directrices que deben seguir tanto las distribuidoras como la GD. También se propone que se desarrollen los mecanismos regulatorios que permitan que la GD y las distribuidoras lleguen a acuerdos que posibiliten la cooperación entre la GD y las distribuidoras.

En el caso concreto de la energía reactiva, se recomienda un esquema que dé consignas de tensión en función de los requerimientos de la red. Una alternativa es asignar consignas en función del tipo de hora: punta, llano o valle. Otra alternativa es asignar las consignas por período tarifario.

En el caso concreto de pérdidas, se propone un esquema basado en la metodología de cálculo del impacto de la GD en pérdidas presentado en el capítulo 3. Este esquema evalúa el impacto de la GD, tabula los resultados y los publica con el objeto de que la GD sepa de antemano cuál es el impacto en pérdidas que puede producir. Asimismo, se asigna parte del impacto a la GD. Esta es una aportación original de la tesis.

Otro de los aspectos que influye en la integración de la GD son los mercados de energía. La integración de estos mercados depende del esquema de retribución de la energía producida por la GD, de los requisitos de programación y de servicios complementarios del sistema y la garantía de suministro a largo plazo.

En esta tesis, se recomienda que la GD participe plenamente en el mercado y que reciba complementos. Este esquema tiene varias ventajas dentro de las cuales se pueden destacar el permitir que surjan costes ocultos, permitir la intervención en otros mercados, que la GD perciba del valor real de su producción (valor horario del mercado) y posibilitar la competencia con el resto de generadores. Este esquema no tiene los inconvenientes del esquema de precio regulado (costoso, ineficiente y no es competitivo) que producen que este esquema pueda llegar a ser insostenible en el largo plazo.

Como desventajas del esquema de precio del mercado más complementos se puede señalar la exposición del promotor al riesgo o volatilidad del mercado, dedicación de recursos a la programación y gestión de la producción así como costes de participación en el mercado. Estas desventajas se pueden paliar mediante agentes agregadores que también sean representantes ante el mercado.

Al utilizar esquema de precio del mercado más complementos, se propone separar los complementos de los ingresos por venta de energía de aquellas tecnologías cuyo coste variable sea menor que el precio del mercado. Una de las opciones que se propone es asignar los complementos de forma anual a la potencia instalada. La otra opción propuesta es asignarlos únicamente a una determinada cantidad de energía producida, de forma que el resto de energía sea negociada sin ninguna interferencia. En todo caso, los complementos deben asegurar la viabilidad económica de la GD. Esta es una aportación original de la tesis.

Los requisitos de programación también juegan un papel importante para la integración de la GD en los mercados. La previsibilidad de la energía producida es positiva para todo el sistema. Algunas tecnologías de GD tienen dificultades para programar su

producción debido a la variabilidad que presenta el recurso primario que utilizan (e.g. viento y sol). Con el objeto de que los requisitos de programación no constituyan una barrera para la integración de la GD en los mercados, se recomienda la disminución de la antelación con la que la GD debe presentar los programas de producción y que se permita la agregación de varios generadores distribuidos en un único programa de producción.

Otro de los aspectos que influye en la integración de la GD en los mercados es el requerimiento de prestación de servicios complementarios del sistema. Las posibles situaciones en la que se puede encontrar la GD son las siguientes: demandante del servicio, suministradora del servicio o neutral. Si la GD es demandante de estos servicios, se recomienda que ésta se haga responsable de los costes asociados. Si las características técnicas de la GD permiten que preste este tipo de servicios, se recomienda que no se niegue el acceso de la GD a estos servicios ya que esto fomentaría la competencia por la prestación de estos servicios.

El último de los aspectos que influye en la integración en los mercados es la garantía de suministro a largo plazo que puede proporcionar la GD. En esta tesis se propone que se desarrollen los mecanismos necesarios que cuantifiquen la garantía de suministro que proporciona la GD y que ésta reciba el pago correspondiente en función de la garantía de suministro real que proporcione al sistema. Esto es, si la GD no aporta ninguna garantía de suministro no debe recibir ningún pago por capacidad pero si aporta, debe recibir en función del aporte que haga.

Un aspecto indirecto que también influye en la integración de la GD es el impacto que ésta puede producir en la regulación de la distribución. La GD puede impactar en la retribución de las distribuidoras, en el incentivo para la optimización de las pérdidas, en el reconocimiento de las inversiones y en los incentivos a la innovación.

En lo referente a la retribución de las distribuidoras, en principio, el esquema de coste del servicio debería ser neutro para la GD ya que cualquier sobrecoste que origine sería tenido en cuenta en la retribución de la GD. Sin embargo, este esquema no incentiva a que las distribuidoras saquen provecho de las potencialidades de la GD (e.g. reducción de pérdidas y prórroga de inversiones).

Dentro de los esquemas tipo PBR, el esquema tipo *price cap* es el menos favorable para la GD. Esto se debe a que los ingresos de las distribuidoras están ligados a la cantidad de energía que venden o circula por sus redes por lo que, bajo ciertas circunstancias, la GD puede impactar negativamente en los ingresos de las distribuidoras. Si la GD suministra localmente energía en las instalaciones de los consumidores y se mide el neto de la energía de la instalación, la energía vendida o circulada por sus redes disminuye y por ende sus ingresos.

En el caso del esquema *revenue cap*, en principio, si está bien implementado, deberían ser neutro con la GD ya que este esquema desliga los ingresos de la distribuidora de sus ventas. El propio incentivo a la reducción de costes podría impulsar la aceptación de GD para aprovechar sus potencialidades. Se propone que esta regulación incluya como un *cost-driver* el número de conexiones de GD en las redes de la distribuidora. Es decir, que un mayor número de conexiones de GD represente un mayor ingreso a las distribuidoras.

En lo que se refiere al incentivo para la optimización de las pérdidas, la GD puede afectar a la distribuidora ya que ésta puede disminuir o aumentar las pérdidas. Se propone que se fijen las pérdidas de referencia teniendo en cuenta la penetración de GD.

Teniendo en cuenta que en las pérdidas influye la dispersión y localización de la GD y dado que quien mejor conoce la red y por ende conoce las mejores ubicaciones para disminuir las pérdidas es la distribuidora, ésta podría tener la posibilidad no sólo de incentivar la conexión de GD sino también de influir en la ubicación de ésta. Por esto, se propone que exista la posibilidad de que la distribuidora realice contratos con la GD para incentivar su localización. Dichos contratos podrían hacerse por negociaciones con la GD o incluso se podrían utilizar metodologías competitivas como las subastas.

El impacto de la GD en el reconocimiento de las inversiones está ligado principalmente a la planificación de las nuevas redes. En este sentido, el impacto se refiere a los efectos causados por la inclusión de la GD en el proceso de planificación de las redes como una variable de decisión más. Esto puede llevar a un diseño diferente que si no se considerara a la GD. Por ejemplo, la inclusión de la GD puede requerir un diseño que incluya dispositivos de monitorización o comunicación que antes no eran necesarios. Asimismo, la consideración de la GD obliga a la distribuidora a modificar la operación de sus redes, requiriendo nueva infraestructura. Por otro lado, la inclusión de la GD también puede llevar a un diseño más eficiente de las redes que aproveche las potencialidades de la GD, redundando en beneficio del sistema en su conjunto.

En todo esto juega un papel importante la coordinación entre la GD y las distribuidoras. Esta coordinación va más allá de la operación (programación de la producción, gestión de la energía reactiva, etc.), incluyendo también el proceso de selección del emplazamiento y requisitos de conexión.

El hecho de que la GD sea tenida en cuenta como una variable de decisión a la hora de planificar las redes depende en gran medida de la titularidad de ésta. La titularidad de GD por parte de las distribuidoras choca con el principio de separación de actividades que exige que una empresa con un negocio regulado no ejerza actividades no reguladas como la generación. Sin embargo, en aras de la búsqueda de una mejor eficiencia, se recomienda que las distribuidoras tengan la posibilidad de ser titulares de GD, por lo menos en pequeñas cantidades.

El último de los aspectos de la regulación de las distribuidoras en el que impacta la GD es en los incentivos a la innovación. La innovación por medio de la gestión activa de las redes permite la modificación o adecuación de todos los elementos de la red a las circunstancias existentes en cada instante. En la actualidad, las distribuidoras suelen utilizar un esquema de operación pasiva para gestionar sus redes, es decir, con la menor supervisión posible. La base de este esquema es la direccionalidad de los flujos: desde la subestación hacia los consumidores (elementos pasivos).

La posibilidad de gestión de servicios complementarios en las redes de distribución pasa por una gestión activa de las mismas, lo cual permitiría aprovechar los recursos que dispone la GD, teniendo siempre en cuenta las limitaciones técnicas de ésta. La gestión activa puede llevar a una gestión más eficiente de las redes. Por esto, se recomienda desarrollar los mecanismos regulatorios que incentiven este tipo de gestión y que permitan a la distribuidoras llegar a acuerdos para aprovechar las potencialidades de la GD.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

1. Resumen y conclusiones

Esta tesis ha estudiado parte de la problemática técnica y regulatoria asociada a la conexión de Generación Distribuida (GD) a las redes de distribución. Para ello, en primer lugar se revisó el concepto de GD y las características técnicas de las diversas tecnologías que encajan en la definición de GD. Después se describieron los diversos impactos técnicos que puede producir la GD, profundizándose en dos de ellos: impacto en pérdidas e impacto en inversiones. Seguidamente, se estudió la problemática regulatoria, identificando los aspectos que influyen en la integración de la GD y revisando el tratamiento regulatorio que recibe ésta en el ámbito internacional. Fruto de esta revisión y de los conocimientos adquiridos en el análisis técnico, se propusieron mejoras regulatorias con el objeto de lograr una mejor integración de la GD.

El concepto de GD no es reciente, remontándose a los inicios de los sistemas eléctricos. En los últimos años, la GD ha vuelto a la palestra y se plantea como un nuevo reto para los sistemas eléctricos. Tradicionalmente los sistemas eléctricos han sido operados de forma jerarquizada con los grandes generadores en el nivel más alto. La GD permite que la energía se genere cerca de los consumidores o incluso en sus propias instalaciones, modificando así el esquema actual.

No existe una definición única universalmente aceptada sobre el concepto de GD. Diversos autores u organismos emplean definiciones similares aunque difieren en algunos aspectos. La definición adoptada en la presente tesis ha sido: *Generación Distribuida son todas aquellas fuentes de energía eléctrica conectadas en las redes de distribución, ya sea directamente a dichas redes o conectadas a éstas por medio de las instalaciones de los consumidores, pudiendo operar en este último caso en paralelo con la red o en forma aislada.*

Existen diversas tecnologías que encajan en esta definición de GD como las turbinas de gas, las turbinas de vapor, los ciclos combinados, motores alternativos, mini-hidráulica, eólica, solar (fotovoltaica y térmica) y pilas de combustible. La cogeneración, aunque no es una tecnología específica sino la combinación de un proceso eléctrico y un térmico, por su alto grado de eficiencia, recibe prácticamente el mismo tratamiento regulatorio que la GD renovable.

La conexión de cualquiera de estas tecnologías puede producir impactos técnicos en las redes de distribución. Estos impactos son debidos principalmente a la modificación que sufren los flujos por la red. Los principales aspectos en los que puede impactar la conexión de GD son los siguientes: pérdidas, inversiones, perfil de tensión, calidad del suministro, potencia de cortocircuito, seguridad del personal de mantenimiento, estabilidad y operación de las redes.

Los dos primeros impactos (pérdidas e inversiones), en general, son tenidos en cuenta de manera explícita en los esquemas regulatorios que se aplican en la actualidad a las empresas distribuidoras. El resto de impactos se tienen en cuenta únicamente de manera implícita o se suelen resolver durante la conexión de la GD, es decir, en el corto plazo. Esto es, una vez conectada la GD, estos impactos no deberían presentarse ya que se resolverían en el momento de la conexión de la GD. Debido a esto, y dado que uno de los objetivos de esta tesis era estudiar y proponer mejoras en la regulación en el medio y

largo plazo, el análisis del impacto técnico de la GD se centró únicamente en el estudio de los dos primeros aspectos (pérdidas e inversiones).

Impacto de la GD en pérdidas

El impacto de la GD en pérdidas es debido a la modificación que sufren los flujos de potencia en la red ya sea por el suministro de demanda local o por la inyección de energía a la red. Si la GD suministra demanda local, la energía que tiene que suministrar el alimentador varía con la consiguiente variación de los flujos. Si la GD vierte energía a la red, la inyección de energía modifica también los flujos.

En la literatura se encontraron evidencias de que la GD puede provocar impacto positivo (disminución) o negativo (aumento) en las pérdidas. El hecho de que el efecto sobre las pérdidas sea positivo o negativo depende de factores tales como la ubicación de la GD, tamaño de la GD, energía reactiva consumida o producida por la GD, etc. Sin embargo, los estudios sobre pérdidas que se encontraron eran parciales, involucrando únicamente unas pocas variables. No se encontró ninguna investigación que tuviera en cuenta todas las variables relevantes en un único estudio. Además, los estudios suelen analizar únicamente escenarios concretos de demanda (punta de verano, punta de invierno, etc.), dejando de lado la evolución anual que presenta por un lado la demanda y por otro lado la producción de la GD a lo largo del año.

Esta tesis ha contribuido identificando y formulando los parámetros fundamentales en el impacto de la GD: la tecnología de GD, la penetración de la GD, la dispersión y localización de la GD. Asimismo, se desarrolló una metodología de estudio que permitió evaluar el comportamiento de las pérdidas debido a la conexión de GD, teniendo en cuenta los parámetros mencionados anteriormente. El estudio se basó en el cálculo horario de las pérdidas a lo largo de todo un año, calculando en cada hora el flujo de cargas en el alimentador. Utilizando dicha metodología se compararon las pérdidas anuales calculadas hora a hora en escenarios con y sin GD.

La metodología descrita anteriormente requiere el cálculo del flujo de cargas en cada hora. Dada la alta carga computacional que requiere esto, se probaron diversos algoritmos para tratar de disminuir dicha carga. Los algoritmos probados fueron: flujo de cargas por el método de Newton-Raphson, flujo de cargas radial, flujo de cargas radial simplificado, estimación por sensibilidades y estimación por períodos tarifarios. Los mejores resultados se obtuvieron con el algoritmo radial pero éste tiene el inconveniente de no permitir el modelado de nudos tipo PV. Si se quiere analizar el impacto del control de reactiva es necesario recurrir al método de Newton-Raphson.

El estudio del impacto de la GD en pérdidas permitió analizar la sensibilidad de las pérdidas a las siguientes variables: penetración, tecnología, dispersión y concentración de la GD y a la energía reactiva. Las principales conclusiones que se obtuvieron fueron:

- La comprensión del comportamiento de la demanda es fundamental para entender el impacto que puede producir la GD en las pérdidas. La calidad del impacto depende de la calidad de adaptación del perfil de producción de la GD al perfil de demanda del alimentador. A mayor adaptación, mejores resultados y viceversa.
- Los resultados han demostrado que al conectar GD en las redes de distribución, las pérdidas presentan un comportamiento con forma de U , es decir, disminuyen para valores de penetración bajos, alcanzan un valor mínimo y luego comienzan a incrementarse.

- Dado que el impacto en pérdidas depende de la modificación que sufren los flujos y dado que dicha modificación depende de la producción de energía de la GD, cada tecnología de GD puede producir un impacto distinto. En los estudios realizados, en los distintos escenarios de tecnologías de GD se observó que las pérdidas conservan la forma tipo U , cambiando únicamente el valor mínimo alcanzado y un factor de forma horizontal.
- La cogeneración en general obtuvo buenos resultados dado que su perfil de producción se adapta bien al perfil de demanda del alimentador y su producción es bastante estable. La GD eólica obtuvo resultados discretos debido a que, dada su característica aleatoria, su perfil de producción no se adapta muy bien al perfil de demanda. La tecnología solar obtuvo los resultados más discretos aún a pesar de tener un perfil parecido al de la demanda. Esto se debe a que no es capaz de aportar energía durante las horas de la noche. La generación de base obtuvo buenos resultados pero es la tecnología que produce un crecimiento más rápido de las pérdidas, incluso con valores de penetración relativamente pequeños.
- Al introducir el factor de capacidad en la definición de la penetración, es más fácil valorar el efecto de los distintos perfiles pudiendo ordenarlos de mejor a peor de forma más clara. La generación de base es la mejor de todas ya que el ensanchamiento que consigue es bastante similar que el de la cogeneración pero consigue un mejor mínimo. En el caso de la tecnología eólica y sobre todo en el caso de la fotovoltaica, se puede observar que sus resultados empeoran debido a que el ensanchamiento de las curvas disminuye significativamente. Este comportamiento es debido a que estas tecnologías necesitan una mayor potencia instalada para producir una determinada cantidad de energía en relación a otras tecnologías.
- La mayor dispersión y menor concentración de la GD mostró ser beneficiosa para el impacto sobre pérdidas: a mayor dispersión, mayor ensanchamiento de las curvas de pérdidas. En casos de gran concentración, la lejanía de la ubicación de la GD puede ser perjudicial dependiendo de la ubicación de la demanda y de los tramos de líneas por los cuales tiene que circular la energía producida por la GD. Esto es, las pérdidas marginales en los nudos más alejados son mayores.
- La gestión de la energía reactiva que absorbe o consume la GD influye en el impacto sobre pérdidas. El aprovechamiento por parte de las distribuidoras de este recurso puede llevar a obtener mejores resultados en la reducción de pérdidas.

Impacto de la GD en inversiones

El otro impacto que se estudió en detalle es el impacto de la GD en las inversiones. Este impacto se puede clasificar en dos categorías: impacto en redes existentes e impacto en nuevas redes. En la primera categoría, la GD puede dar origen a nuevas inversiones para acomodar su producción pero también puede contribuir a prorrogar refuerzos en la red que se producirían debido al crecimiento natural de la demanda. En la segunda categoría, la GD puede modificar el diseño de las nuevas redes y por ende las inversiones. La problemática de esta última categoría parte de la base de que la distribuidora es capaz de

planificar o dar señales de localización a la GD lo cual hoy en día no es una práctica habitual.

El estudio del impacto de la GD en inversiones llevado a cabo en esta tesis se centró en la primera categoría, concretamente en el análisis de prórroga de inversiones cuando la GD se instala por su propia cuenta en las redes de distribución.

En la literatura fue prácticamente imposible encontrar cuantificaciones del impacto de la GD en inversiones, demostrando el estado incipiente en el que se encuentra esta área. Las referencias, en general, se centran en el análisis teórico de la potencialidad de la GD para prorrogar o evitar inversiones. Además, los pocos resultados numéricos que se encontraron suponen que la distribuidora puede planificar o al menos dar señales de localización a la GD, lo cual en los esquemas regulatorios actuales es prácticamente imposible.

La presente tesis ha contribuido desarrollando una metodología que ha permitido obtener resultados cuantitativos en la evaluación de la potencialidad de la GD para prorrogar o evitar inversiones.

El algoritmo de cálculo empleado para estudiar este impacto consistió básicamente en comparar la capacidad disponible en el alimentador cuando crece de manera natural la demanda, en escenarios con y sin GD. Si la capacidad disponible es mayor cuando está conectada la GD esto significa que el alimentador puede aceptar más crecimiento de demanda y sería equivalente a una ampliación de la red. Esto es, la GD estaría prorrogando la ampliación.

Uno de los aspectos más importantes que se debe tener en cuenta a la hora de evaluar el impacto de la GD en la prórroga de inversiones es el que ésta produzca energía en la cuantía y en los momentos adecuados. Es decir, la probabilidad de que la producción de la GD coincida con la punta de la demanda. Dada la variabilidad tanto de la demanda como de la producción de la GD, en esta tesis se recurrió a una metodología probabilista: el método de Monte Carlo.

Las principales conclusiones que se extrajeron de este estudio fueron:

- El aumento de la penetración de la GD produce una mayor aceptación de crecimiento de la demanda, es decir, una mayor prórroga de inversiones. Sin embargo, este comportamiento se puede invertir si se alcanzan penetraciones elevadas. En estos casos, la GD en vez de prorrogar inversiones, puede dar origen a la necesidad de refuerzos o nuevas inversiones en la red.
- Todas las tecnologías mostraron tener la potencialidad de prorrogar inversiones. Al igual que en el caso de las pérdidas, las tecnologías que mejor se adaptaban al perfil de demanda son las que mejores resultados mostraron.

Regulación para una mejor integración de la GD

Una vez analizada la problemática técnica, el siguiente problema que se abordó en esta tesis fue la problemática regulatoria asociada a la GD. Esta problemática surge porque las diversas regulaciones se han desarrollado dejando prácticamente al margen los problemas, incompatibilidades o ventajas que pudiera ocasionar la GD al sistema.

Los esquemas actuales de regulación de la GD tratan de primar sus beneficios medioambientales y de eficiencia energética y se suelen centrar en la retribución de la energía producida por la GD, dejando de lado otros aspectos que influyen en la integra-

ción de ésta. La integración de la GD se puede dividir en dos vertientes generales: integración en las redes e integración en los mercados. Asimismo, los impactos que puede producir la GD en la regulación de la distribución influyen indirectamente en la integración de la GD.

Con el objeto de entender la problemática regulatoria se identificaron los aspectos que se deben considerar para una correcta integración de la GD y se revisó cómo han sido tratados estos aspectos en el ámbito europeo. Los países cuya regulación se revisó fueron: Reino Unido, Dinamarca, Países Bajos, Portugal y España. La elección de estos países se hizo teniendo en cuenta el impulso que están dando dichos países a este tipo de generación y en el caso de Portugal por ser un país vecino y por la importancia que toma la GD de cara al futuro Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL).

Los principales aspectos que se pueden resaltar de la revisión internacional son:

- En general, no se reconoce el impacto de la GD en las redes aunque en algunos casos se reconoce de manera parcial y sin transparencia.
- Existen dos tipos de cargos de conexión: costes directos (*shallow costs*) y costes indirectos (*deep cost*). Los primeros se refieren únicamente a los costes de acometida y los segundos, además de los costes de acometida, incluyen los costes de los refuerzos de red para acomodar la producción de la GD.
- En todos los países se pudo observar que existen normas de conexión aunque en el caso de España éstos están obsoletos a excepción de las referentes a las instalaciones fotovoltaicas de menos de 100 kVA.
- En ninguno de los países estudiados la GD está obligada al pago por uso de red.
- En general, existe una tendencia a exigir que la GD prediga su producción aunque en algunos países no existe tal exigencia. Además, se pudo ver que la posibilidad de que la GD participe en la prestación de servicios complementarios del sistema es prácticamente nula.
- En todos estos países se ha abandonado el esquema de coste del servicio para remunerar la actividad de distribución y en todos se emplean esquemas basados en regulaciones por objetivos de las empresas ya sea del tipo *price cap* o del tipo *revenue cap*. Sin embargo, no hay un reconocimiento explícito de la GD cuando se calcula la retribución de las distribuidoras.

Fruto de esta revisión y de los conocimientos adquiridos en el análisis técnico, se propusieron mejoras regulatorias con el objeto de lograr una mejor integración de la GD.

La filosofía general que se propuso en esta tesis es la de una regulación que permita aflorar tanto los costes como los beneficios que produce la conexión de GD. El objetivo de aflorar los costes es el que el agente que produce el coste se responsabilice económicamente de los mismos para que actúe en consecuencia. El objetivo de aflorar los beneficios y reconocerlos ayudaría a promover aún más la instalación de la GD y todo ello redundaría en mayores beneficios para el sistema.

Como se mencionó anteriormente, los principales aspectos relacionados con la integración de la GD son la integración en las redes, la integración en los mercados y el impacto de la GD en la regulación de las distribuidoras.

La integración en las redes viene condicionada por los siguientes aspectos:

- **Cargos de conexión:** En la actualidad, los dos esquemas de cargos de conexión que se suelen utilizar son: costes indirectos (*shallow costs*) y costes directos e indirectos (*deep costs*). En esta tesis se recomienda la utilización de los cargos directos (*shallow costs*) para equiparar el tratamiento de la GD con la generación convencional. Además la aplicación de este tipo de costes no representan una barrera para la integración de la GD y no producen el efecto *first comer* o *free riders*. Si a pesar de esto se decide usar los costes directos e indirectos, se propone el resarcimiento de costes para disminuir el efecto *free riders*.
- **Cargos por uso de la red:** Los cargos por uso de la red es el mecanismo utilizado para repartir los costes de las redes entre sus usuarios. La conexión de la GD puede dar origen a nuevos costes de inversión, operación y mantenimiento pero también puede producir efectos positivos como la prórroga de inversiones. Se recomienda que los cargos por uso de la red que se apliquen a la GD reflejen todos los efectos de produce ésta, ya sean positivos o negativos.
- **Señales de operación:** Estas señales determinan cómo se comportará la GD ante la posibilidad de participar en la prestación de servicios de índole local (suministro o consumo de energía reactiva, reposición del servicio, etc.), en la solución de restricciones o en la reducción de pérdidas.

Para poder sacar provecho a las potencialidades de la GD, se propone que se tienda a una gestión activa de las redes y que se desarrollen los procedimientos de operación que establezcan las directrices que deben seguir tanto las distribuidoras como la GD. También se propone que se desarrollen los mecanismos regulatorios que permitan que la GD y las distribuidoras lleguen a acuerdos que posibiliten la cooperación entre la GD y las distribuidoras

En el caso concreto de la energía reactiva, se recomienda un esquema que dé consignas de tensión en función de los requerimientos de la red. Una alternativa es asignar consignas en función del tipo de hora: punta, llano o valle. Otra alternativa es asignar las consignas por período tarifario.

En el caso concreto de pérdidas, se propone un esquema basado en la metodología de cálculo del impacto de la GD en pérdidas presentado en el capítulo 3. Este esquema evalúa el impacto de la GD, tabula los resultados y los publica con el objeto de que la GD sepa de antemano cuál es el impacto en pérdidas que puede producir. Asimismo, se asigna parte del impacto a la GD.

La integración de la GD a los mercados viene condicionada por los siguientes aspectos:

- **Venta de energía:** En esta tesis, se recomienda que la GD participe plenamente en el mercado y que reciba complementos. Este esquema tiene varias ventajas dentro de las cuales se pueden destacar el permitir que surjan costes ocultos, permitir la intervención en otros mercados, que la GD perciba del valor real de su producción (valor horario del mercado) y posibilitar la competencia con el resto de generadores. Este esquema no tiene los inconvenientes del esquema de precio regulado (costoso, ineficiente y no es competitivo) que producen que este esquema pueda llegar a ser insostenible en el largo plazo.

Como desventajas del esquema de precio del mercado más complementos se puede señalar la exposición del promotor al riesgo o volatilidad del mercado,

dedicación de recursos a la programación y gestión de la producción así como costes de participación en el mercado. Estas desventajas se pueden paliar mediante agentes agregadores que también serían representantes ante el mercado.

Al utilizar el esquema de precio del mercado más complementos, se propone separar los complementos de los ingresos por venta de energía en aquellas tecnologías cuyo coste fijo es alto. Esto evitaría las posibles interferencias de los complementos en la gestión de la GD. Una de las opciones que se propone es asignar los complementos de forma anual a la potencia instalada. La otra opción propuesta es asignarlos únicamente a una determinada cantidad de energía producida, de forma que el resto de energía sea negociada sin ninguna interferencia. En todo caso, los complementos deben asegurar la viabilidad económica de la GD.

- **Requisitos de programación de la producción:** La previsibilidad de la energía producida es positiva para todo el sistema. Algunas tecnologías de GD tienen dificultades para programar su producción debido a la variabilidad que presenta el recurso primario que utilizan (e.g. viento y sol). Con el objeto de que los requisitos de programación no constituyan una barrera para la integración de la GD en los mercados, se recomienda la disminución de la antelación con la que la GD debe presentar los programas de producción y que se permita la agregación de varios generadores distribuidos en un único programa de producción.
- **Requisitos de los servicios complementarios del sistema:** Los servicios complementarios del sistema son los servicios asociados a la producción, transporte y distribución de energía eléctrica necesarios para garantizar la calidad, seguridad y eficiencia económica del suministro. Las posibles situaciones en la que se puede encontrar la GD son las siguientes: demandante del servicio, suministradora del servicio o neutral. Si la GD es demandante de estos servicios, se recomienda que ésta se haga responsable de los costes asociados. Si las características técnicas de la GD permiten que preste este tipo de servicios, se recomienda que no se niegue el acceso de la GD a estos servicios ya que esto fomentaría la competencia por la prestación de estos servicios.
- **Garantía de suministro a largo plazo:** En esta tesis se propone que se desarrollen los mecanismos necesarios que cuantifiquen la garantía de suministro que proporciona la GD y que ésta reciba el pago correspondiente en función de la garantía de suministro real que proporcione al sistema. Esto es, si la GD no aporta ninguna garantía de suministro no debe recibir ningún pago por capacidad pero si aporta, debe recibir en función del aporte que haga.

Un aspecto que influye indirectamente en la integración de la GD es el impacto que ésta puede producir en la regulación de la distribución. Los principales aspectos en los que puede impactar la GD son:

- **Retribución de las distribuidoras:** En principio, el esquema de coste del servicio debería ser neutro para la GD ya que cualquier sobrecoste que origine sería tenido en cuenta en la retribución de la distribuidora. Sin embargo, este esquema no incentiva a que las distribuidoras saquen provecho de las potencialidades de la GD (e.g. reducción de pérdidas y prórroga de inversiones).

Tampoco está claro que una posición neutra haga a las distribuidoras más receptivas.

Dentro de los esquemas tipo PBR, el esquema tipo *price cap* es el menos favorable para la GD. Esto se debe a que los ingresos de las distribuidoras están ligados a la cantidad de energía que venden o circula por sus redes. Bajo algunas circunstancias, la GD puede reducir los ingresos de las distribuidoras. En el caso del esquema *revenue cap*, en principio, si está bien implementado, debería ser neutro con la GD ya que este esquema desliga los ingresos de la distribuidora de sus ventas. El propio incentivo a la reducción de costes podría impulsar la aceptación de GD para aprovechar sus potencialidades. Se propone que este tipo de regulación incluya como un *cost-driver* el número de conexiones de GD en las redes de las distribuidoras.

- ***Incentivo para la optimización de pérdidas***: En lo que se refiere al incentivo para la optimización de las pérdidas, la GD puede afectar a la distribuidora ya que ésta puede disminuir o aumentar las pérdidas. Se propone que se fijen las pérdidas de referencia teniendo en cuenta la penetración de GD. Asimismo, teniendo en cuenta que en las pérdidas influye la dispersión y localización de la GD y dado que quien mejor conoce la red y por ende conoce las mejores ubicaciones para disminuir las pérdidas es la distribuidora, ésta podría tener la posibilidad no sólo de incentivar la conexión de GD sino también de influir en la ubicación de ésta. Por esto, se propone que exista la posibilidad de que la distribuidora realice contratos con la GD para incentivar su localización. Dichos contratos podrían hacerse por negociaciones con la GD o incluso se podrían utilizar metodologías competitivas como las subastas.
- ***Reconocimiento de las inversiones***: El impacto de la GD en el reconocimiento de las inversiones está ligado principalmente a la planificación de las nuevas redes. En este sentido, el impacto se refiere a los efectos causados por la inclusión de la GD en el proceso de planificación de las redes como una variable de decisión más. Esto puede llevar a un diseño diferente que si no se considerara a la GD. Asimismo, la consideración de la GD obliga a la distribuidora a modificar la operación de sus redes, requiriendo nueva infraestructura. Por otro lado, la inclusión de la GD también puede llevar a un diseño más eficiente de las redes que aproveche las potencialidades de la GD, redundando en beneficio del sistema en su conjunto.

En todo esto juega un papel importante la coordinación entre la GD y las distribuidoras. Esta coordinación va más allá de la operación (programación de la producción, gestión de la energía reactiva, etc.), incluyendo también el proceso de selección del emplazamiento y requisitos de conexión.

El hecho de que la GD sea tenida en cuenta como una variable de decisión a la hora de planificar las redes depende en gran medida de la titularidad de ésta. La titularidad de GD por parte de las distribuidoras choca con el principio de separación de actividades que exige que una empresa con un negocio regulado no ejerza actividades no reguladas como la generación. Sin embargo, en aras de la búsqueda de una mejor eficiencia, se recomienda que las distribuidoras tengan la posibilidad de ser titulares de GD, por lo menos en pequeñas cantidades.

- **Incentivos a la innovación:** La innovación por medio de la gestión activa de las redes permite la modificación o adecuación de todos los elementos de la red a las circunstancias existentes en cada instante. En la actualidad, las distribuidoras suelen utilizar un esquema de operación pasiva para gestionar sus redes, es decir, con la menor supervisión posible. La base de este esquema es la direccionalidad de los flujos: desde la subestación hacia los consumidores (elementos pasivos).

La posibilidad de gestión de servicios complementarios en las redes de distribución pasa por una gestión activa de las mismas, lo cual permitiría aprovechar los recursos que dispone la GD, teniendo siempre en cuenta las limitaciones técnicas de ésta. La gestión activa puede llevar a una gestión más eficiente de las redes.

En la siguiente sección se describen las principales aportaciones realizadas en esta tesis.

2. Aportaciones originales

El trabajo desarrollado en esta tesis ha permitido realizar las siguientes aportaciones originales:

- Se revisaron las diferentes definiciones de GD que se pueden encontrar en la literatura y se propuso una definición. Se revisó el estado del arte de las tecnologías de GD, estudiando sus características técnicas, emisiones y se calcularon los costes de las diferentes tecnologías. Asimismo, se describieron los posibles impactos técnicos que puede producir la instalación de cualquiera de estas tecnologías en las redes de distribución.
- Se identificaron y formularon los parámetros que más influyen en el impacto de la GD: penetración, tecnología, dispersión y concentración de GD. Estos parámetros fueron tenidos en cuenta en los estudios que se llevaron a cabo.
- Se desarrolló una metodología de estudio y cuantificación del impacto de la GD en pérdidas. Esta metodología permitió obtener resultados cuantitativos y cualitativos que permiten tener una visión integral de la evolución de las pérdidas en el futuro. Este estudio ha contribuido a llenar algunos huecos identificados en la revisión del estado del arte del estudio del impacto de la GD en pérdidas.
- Se desarrolló una metodología novedosa basada en técnicas de Monte Carlo para cuantificar del impacto de la GD en la prórroga de inversiones. Este estudio permitió evaluar la potencialidad de la GD para prorrogar o evitar inversiones, llenando así el vacío que se identificó en la revisión del estado del arte del estudio del impacto de la GD en inversiones.

Esta metodología permite modelar con todo detalle los aspectos más importantes para evaluar el impacto de la GD en inversiones: perfil de demanda, perfil de producción de la GD y la penetración de la GD.

- Se revisó cómo son tratados en el ámbito internacional los diversos aspectos que influyen en la integración de la GD. Se analizó detalladamente el tratamiento de estos aspectos, identificándose las ventajas y desventajas de este tratamiento. Además, se establecieron las directrices regulatorias generales para una mejor integración de la GD.

Asimismo, se propusieron mejoras originales en la regulación:

- Metodología de asignación del impacto en pérdidas basada en el estudio que se presentó en el capítulo 3. Esta metodología parte de la clasificación de las redes, evalúa el impacto de la GD, tabula los resultados y los publica con el objeto de que la GD sepa de antemano cuál es el impacto en pérdidas que puede producir y asigna parte del impacto a la GD.
- Propuesta de separación del incentivo económico de la GD con coste fijo alto del precio del mercado para evitar distorsiones de las señales de mercado e ineficiencias en la asignación de ayudas, proponiéndose dos opciones:
 - ❖ Asignación de los complementos en función de la potencia instalada.
 - ❖ Asignación de los complementos únicamente a una parte de la producción anual de la instalación.

Los desarrollos llevados a cabo en esta tesis han dado lugar a las siguientes publicaciones:

Revistas:

IEEE Transaction on Power Systems:

A. Fabbri, T. Gómez, J. Rivier and V. H. Méndez: “*Assessment of the cost associated with wind generation prediction errors in a liberalized electricity market*”, Vol. 20, No. 3, pp. 1440-1446, August 2005.

Congresos internacionales:

PowerTech 2003:

V. H. Méndez, J. Rivier, J. I. de la Fuente, T. Gómez, J. Arceluz, J. Marín and A. Madurga: “*A Monte Carlo Approach for Assessment of Investments Deferral in Radial Distribution Networks with Distributed Generation*”, Proceedings of 2003 IEEE Bologna PowerTech, Bolonia, Italia, junio de 2003.

MedPower 2002:

V. H. Méndez, J. Rivier, J. I. de la Fuente, T. Gómez, J. Arceluz, and J. Marín: “*Impact of Distributed Generation on Distribution Losses*”, Proceedings of 3rd Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion. Atenas, Grecia, noviembre de 2002.

Hispanolusas 2001:

V. H. Méndez, J. Rivier y T. Gómez: “*Tratamiento Regulatorio de las Pérdidas en el Mercado Eléctrico Español*”, Actas de las 7as Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Vol. 3, pp. 91-96. Madrid, junio de 2001.

3. Futuros desarrollos

Se pueden sugerir las siguientes líneas de investigación relacionadas con el trabajo que se ha desarrollado en esta tesis:

- En los estudios del impacto técnico no se analizaron escenarios con diversos tipos de tecnologías de GD conectadas al mismo tiempo en el alimentador. Sería interesante evaluar el comportamiento de las pérdidas en ese tipo de escenario y tratar de alguna manera de encontrar una relación que permita caracterizar este comportamiento a partir de los escenarios de las tecnologías individuales. Esto es, encontrar una relación que, partiendo de los escenarios individuales de cada tecnología, permita calcular el impacto en pérdidas en un escenario con varios tipos de tecnología conectadas al mismo tiempo.
- La metodología desarrollada para cuantificar el impacto en inversiones podría ser utilizada para evaluar la influencia de la fiabilidad en la prórroga de inversiones. Se podría modelar incluso no sólo la fiabilidad técnica (tasa de fallos y tiempo de reparación) sino también el hecho de que la GD deje de producir por otras razones, por ejemplo, alto coste de combustibles.
- Dada la gran importancia que tiene el perfil de demanda en los impactos que puede producir la GD, sería muy interesante realizar un estudio para conseguir datos más precisos y realistas de la demanda que caractericen mejor la diferencia entre distintos tipos de alimentadores.
- En la propuesta de repercusión a la GD del impacto en pérdidas por medio de la utilización de tablas de coeficientes de pérdidas, sería interesante elaborar tablas y cuantificar cómo afectaría esto a los ingresos de la GD. También se podría probar la calidad de la interpolación de coeficientes entre diversos niveles de penetración de una misma tabla y entre tablas de distintos escenarios.
- Para evaluar el impacto de la GD en pérdidas, se podría recurrir a métodos probabilistas con el objeto de obtener curvas de probabilidad del impacto en pérdidas. Esto permitiría determinar el impacto esperado así como un intervalo de confianza en el cual se puede encontrar dicho impacto. Uno de los métodos que se podría explorar sería el de flujo de cargas probabilista.
- En el estudio del impacto en pérdidas se pudo comprobar la importancia del control de la energía reactiva que suministra o consume la GD. Para evaluar dicho control es necesario recurrir a flujos de cargas que admitan nudos tipo PV. En la literatura no se encontró ningún algoritmo de flujo de cargas radial que admitiera nudos tipo PV. Se podría profundizar en este tema y tratar de

desarrollar un algoritmo de flujo de carga radial que admita este tipo de nodos.

- Se podría profundizar en el análisis de mecanismos regulatorios que incentiven una gestión activa de las redes y que permitan que las distribuidoras puedan aprovechar las potencialidades de la GD. Dentro de este tema tiene relevancia la posibilidad de que las distribuidoras puedan ser propietarias o al menos controlar a la GD, siendo interesante estudiar cómo afectaría esto a la regulación de la distribución.

ANEXO 1

MODELADO

En este anexo se presenta la descripción detallada del modelado de las tecnologías de GD, de la demanda y los alimentadores que se utilizaron en los estudios de impacto de la GD en pérdidas e inversiones que se presentaron en los capítulos 3 y 4 respectivamente.

1. Modelado de la GD

Cada una de las tecnologías disponibles para aplicaciones de GD presentan un perfil de producción distinto. Esto se debe a las propias características del recurso primario que utilizan (e.g. sol, viento) o por el tipo de aplicaciones en las que se emplean (e.g. cogeneración). La modificación que sufrirán los flujos por la red debido a la producción de energía de la GD depende directamente del perfil de producción de ésta, de ahí la importancia de modelar de manera fidedigna el perfil de producción de la GD.

En los estudios de impacto que se han realizado se han modelado las siguientes tecnologías: eólica, fotovoltaica, cogeneración y generación de base. Dado que en un mismo alimentador puede existir más de un generador de la misma tecnología, es necesario diferenciar las producciones de las distintas plantas. En las siguientes secciones se detalla el modelado de cada una de estas tecnologías y la manera en la que se diferencian los perfiles de producción de las diversas plantas de una misma tecnología.

1.1. Generación eólica

La generación eólica es una de las fuentes de energía renovable que mayor crecimiento está teniendo en los últimos años a nivel mundial. Por ejemplo, en España, en diciembre de 2004 la potencia total instalada ascendía a aproximadamente 8.000 MW, cubriendo alrededor del 5,4% de la demanda eléctrica (Red Eléctrica de España, 2004a).

Esta tecnología es la que presenta mayores variaciones en su producción debido al carácter aleatorio de su energía primaria: el viento. El primer paso por lo tanto es tratar de describir adecuadamente el comportamiento del viento. Una vez conocido el valor del viento, la potencia que produce el aerogenerador se puede determinar utilizando las curvas de potencia vs. velocidad del viento que proporcionan los fabricantes de aerogeneradores. La Figura 1 presenta una muestra de este tipo de curvas para un aerogenerador de 600 kW del fabricante *Bonus*.

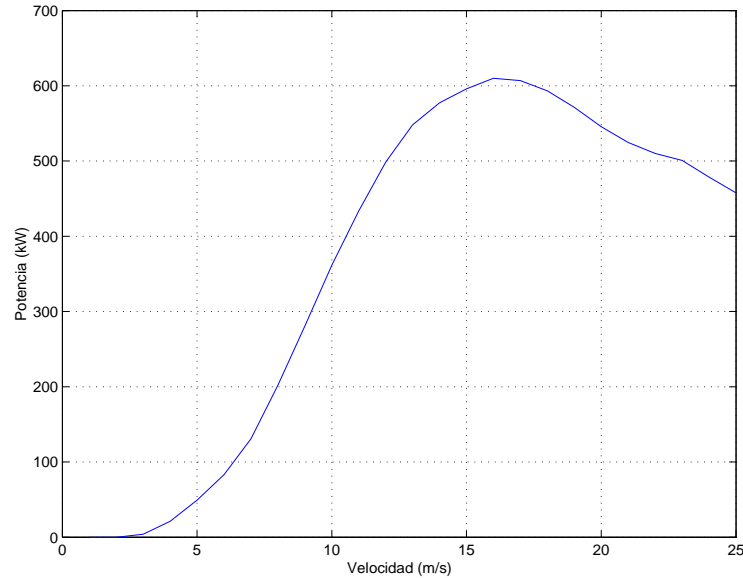


Figura 1. Curva de producción de un aerogenerador *Bonus* de 600 kW.

En la literatura se pueden encontrar diversos métodos para caracterizar el comportamiento del viento tal como se puede ver en el análisis comparativo presentado en (Kaminsky, *et al.*, 1991). Estos autores describen los métodos de generación de valores independientes, método de Markov de primer orden, método de Markov de segundo orden, el método Box-Jenkins, el método Shinozuka y el método de Markov embebido. Otros autores proponen métodos como el presentado en (Balouktsis, *et al.*, 1986), basado en un modelo ARMA (*autoregressive moving average*). Los métodos basados en procesos de Markov han demostrado obtener buenos resultados (Ettoumi, *et al.*, 2003; Jones and Lorenz, 1986; Masters, *et al.*, 2000; Sparis, *et al.*, 1995). Este hecho unido a su sencillez los hacen adecuados para el tipo de estudio realizado en esta tesis. Por esta razón se decantó por este tipo de método, implementado la metodología basada en la matriz empírica de transiciones de primer orden de Markov descrita en (Masters, *et al.*, 2000).

El primer paso en esta metodología consiste en calcular la matriz empírica de transiciones. Para esto se requiere disponer de una serie con valores empíricos de viento. Dividiendo el rango de variación del viento en categorías o estados (e.g. 0-5, 5-10, 10-15, etc. m/s) se puede calcular la probabilidad de cambiar del estado i al estado j contando el número de veces que esto sucede en la serie empírica y dividiéndolo entre el número total de cambios desde el estado i . Esto es:

$$p_{i,j} = \frac{\text{Número de cambios del estado } i \text{ al estado } j}{\text{Número total de cambios desde el estado } i} \quad (1)$$

En donde $p_{i,j}$ representa la probabilidad de cambiar del estado i al estado j . Esto da origen a una matriz con el siguiente aspecto:

$$T = \begin{bmatrix} p_{1,1} & p_{1,2} & p_{1,j} & \cdots & p_{1,n} \\ p_{2,1} & p_{2,2} & p_{2,j} & \cdots & p_{2,n} \\ p_{i,1} & p_{i,2} & p_{i,j} & \cdots & p_{i,n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{n,1} & p_{n,2} & p_{n,j} & \cdots & p_{n,n} \end{bmatrix} \quad (2)$$

En donde n representa el número total de estados.

En la matriz T de la ecuación (2), cada fila representa la probabilidad de cambiar desde el estado i a cualquier otro estado. La suma de todos los elementos de cada fila es igual a la unidad.

Una vez que se tiene la matriz empírica de transiciones, se genera un número aleatorio para determinar el estado inicial. Para determinar la transición hacia el nuevo estado se genera un número aleatorio cuyo valor está entre 0 y 1. Este valor se busca en la fila correspondiente al estado inicial utilizando la probabilidad acumulada de dicha fila, esto es: si el número aleatorio es menor que el valor de la primera columna de esta fila, el siguiente estado es el estado 1; si el valor es mayor que el valor de la columna 1 y menor que la suma de las columna 1 y 2 el nuevo estado es el estado 2; si el valor es mayor que la suma de los valores de las dos primeras columnas y menor que la suma de los valores de las tres primeras columnas el nuevo estado es el estado 3 y así sucesivamente hasta encontrar el nuevo estado. El valor exacto del viento dentro del intervalo de velocidades correspondiente al nuevo estado se determina mediante un sorteo aleatorio. El nuevo estado encontrado se convierte en el estado inicial y el proceso se repite tantas veces como horas de viento se quieran representar. La Figura 2 presenta de manera gráfica el algoritmo de generación de la serie de viento descrito anteriormente.

Una vez que se tiene la serie de viento, el valor de la potencia generada se determina usando curvas similares a la presentada en la Figura 1.

Cada parque eólico está compuesto por varios aerogeneradores y el modelado de la producción total del parque es muy complejo debido a muchos aspectos tales como las interacciones con la orografía del terreno, interacciones entre los diversos aerogeneradores, etc. Muchas de las interacciones son de índole local o específicas al emplazamiento en particular. Debido a esto, y en aras de la simplificación, se decidió representar a todo un parque eólico como un único aerogenerador cuya potencia es igual a la suma de las potencias individuales de cada aerogenerador.

El único inconveniente achacable a esta metodología es el hecho de que depende de una serie histórica la cual a su vez representa un emplazamiento en particular. La representación que se obtiene es muy buena pero caracteriza únicamente a dicho emplazamiento. Teniendo en cuenta que el comportamiento del viento es marcadamente local, es prácticamente imposible caracterizar de forma general al viento. Debido a esto, siempre será necesario recurrir a información de una localidad específica lo cual evidentemente afecta la generalización de los resultados obtenidos.

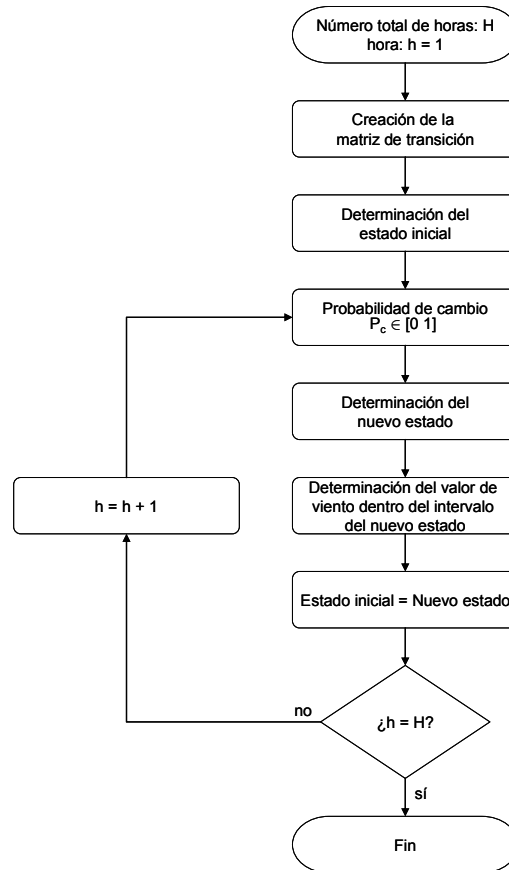


Figura 2. Diagrama de la generación de la serie de viento.

En la siguiente figura se muestra un perfil de producción de una semana (168 horas) obtenido con la metodología descrita anteriormente aplicada a un parque eólico de 20 MW. Los datos históricos (8760 horas) fueron proporcionados por el departamento de energías renovables de una de las empresas distribuidoras en España.

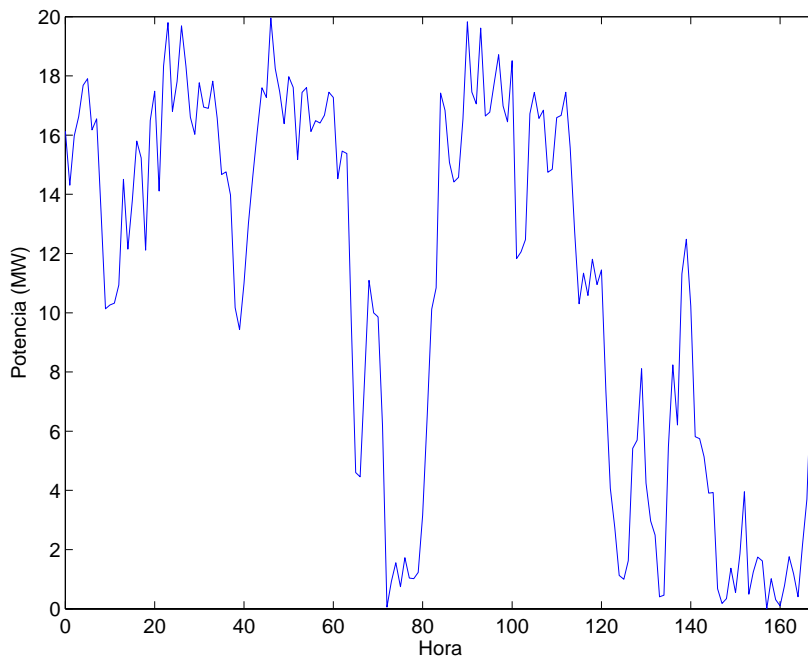


Figura 3. Simulación del viento utilizando la matriz de transición de Markov.

La calidad de los resultados depende de la cantidad de datos de la serie histórica: a mayor cantidad de datos, mejor representación del viento. Las pruebas que se hicieron con los datos horarios de un año (8760 horas) proporcionaron buenos resultados.

Adicional al modelado basado en la matriz empírica de transiciones de Markov, se probó un modelo mucho más sencillo basado en la generación de valores aleatorios independientes de velocidades de viento como el descrito en (Kaminsky, *et al.*, 1991). Los valores aleatorios de viento se generaron empleando una función de probabilidad de Rayleigh que es la que suelen utilizar los fabricantes de aerogeneradores para elaborar sus curvas potencia vs. velocidad de viento. La función de probabilidad de Rayleigh viene definida por la siguiente expresión (The MathWorks, 2004):

$$f(x|b^2) = \frac{x}{b^2} e^{\left(\frac{-x^2}{b^2}\right)}, x > 0 \quad (3)$$

$$\bar{x} = b \sqrt{\frac{\pi}{2}}$$

Conociendo la velocidad media del emplazamiento, es posible especificar el parámetro b de forma que los valores aleatorios que se generen tengan como promedio el valor de la velocidad media del emplazamiento. El problema con este modelo es que los valores de viento pueden presentar variaciones importantes de una hora a otra ya que no existe ninguna correlación entre ellos. Este tipo de modelado puede ser útil en el caso que no se requiera que la evolución de la producción del parque tenga correlación de una hora a otra.

En la siguiente figura se muestra el perfil de producción obtenido para un parque eólico de 20 MW. En esta figura se puede observar los cambios bruscos que sufre la producción del parque como consecuencia de la ausencia de correlación en los valores simulados.

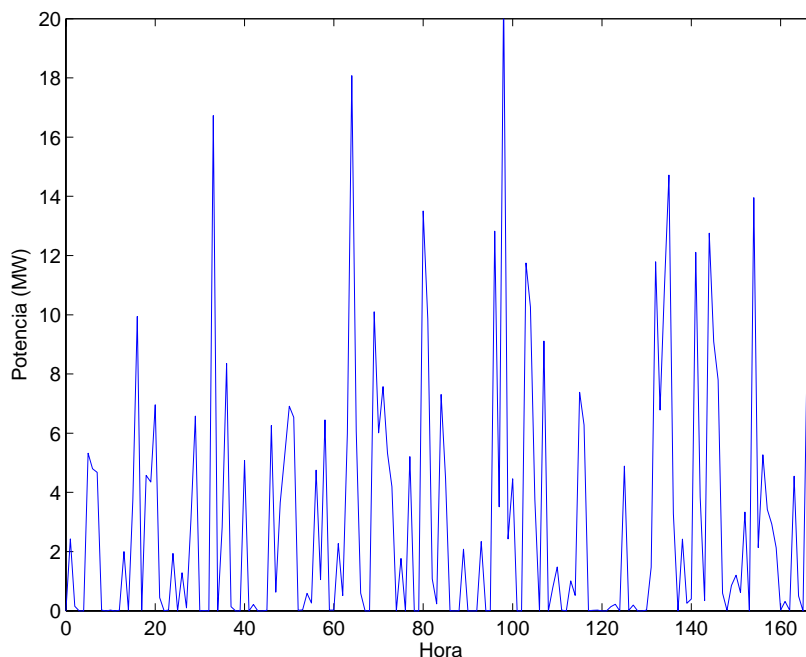


Figura 4. Simulación del viento utilizando números aleatorios.

Comparando la Figura 3 con la Figura 4 se puede observar que la evolución horaria de los dos métodos no presenta ninguna similitud. La primera metodología presenta transiciones menos abruptas de una hora a otra. Con la segunda metodología, la instalación eólica puede pasar de producir su máxima potencia a no producir de una hora a otra.

Si existe más de una planta de GD en un mismo alimentador, cada una de éstas no necesariamente tiene que tener exactamente el mismo perfil de producción, siendo necesario diferenciar la producción de una planta respecto a otra. En el caso de la tecnología eólica, dada la característica aleatoria del viento, puede existir correlación entre la producción de diversas plantas instaladas en un mismo alimentador. La existencia de correlación es probablemente el caso más frecuente en las redes de distribución ya que la longitud de éstas no suele ser muy grande y las variaciones significativas del viento tienen lugar en áreas geográficas distantes. La falta de correlación puede llevar a resultados erróneos.

Con el objeto de mantener la correlación y diferenciar la producción de una planta a otra, se puede generar un único perfil de producción utilizando el modelo descrito anteriormente y a partir de éste superponer un ruido aleatorio.

1.2. Generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica es una de las tecnologías de GD con gran potencial pero cuya propagación se ve limitada principalmente por su elevado coste y baja densidad energética (para más detalle sobre esta tecnología ver el capítulo 2). Sin embargo, puede encontrar un nicho en aplicaciones a pequeña escala como es el caso de instalaciones residenciales o granjas solares. A finales del año 2004, la potencia instalada de esta tecnología en España era de aproximadamente 16 MW.

El modelado de las instalaciones fotovoltaicas es complejo debido a que la radiación solar varía hora a hora y día a día en función de los movimientos de rotación y traslación de la Tierra. Además, las condiciones climatológicas del emplazamiento influyen en gran medida. El modelo implementado está basado en (CENSOLAR, 2001; Martín Morillas, 1996; Salinas Asensio, 2002).

El movimiento de la Tierra alrededor del Sol describe una trayectoria elíptica llamada eclíptica en la cual uno de los focos de la elipse es el Sol. Debido a que la irradiancia que recibe la Tierra es función de la distancia al Sol, es necesario utilizar un factor de corrección que considere la característica elíptica de dicho movimiento. Este factor se conoce como excentricidad y es función de la distancia media y la distancia instantánea al Sol. Una expresión basada en series de Fourier es la que se suele emplear y viene dada por la ecuación (4).

$$Exc_d = 1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi d}{365}\right) \quad (4)$$

En donde Exc es la excentricidad en el día d del año.

La rotación de la Tierra alrededor de su eje ocasiona las variaciones diarias en la radiación incidente mientras que la posición del eje de rotación respecto al Sol ocasiona las variaciones estacionales. El ángulo que forma la línea que une los centros de la Tierra y el Sol con el plano ecuatorial recibe el nombre de declinación solar (δ). Para cada día del año se puede obtener el valor de la declinación solar mediante la siguiente expresión:

$$\delta_d = 23,45^\circ \operatorname{sen}\left[\frac{2\pi(d + 284)}{365,25}\right] \quad (5)$$

La irradiancia solar depende de la hora solar por lo que en instalaciones solares se trabaja con dicha hora. La hora solar se puede calcular por medio de la ecuación (6).

$$H_{solar} = H_{local} - H_{luz} + \frac{4}{60}(L_{estandar} - L_{local}) + \frac{1}{60}E_t \quad (6)$$

En donde:

H_{solar} : hora solar

H_{local} : hora local

H_{luz} : corrección de la hora solar debida tanto al ahorro de luz de día mediante desfase horario como al cambio de hora local

$L_{estandar}$: Longitud del meridiano estándar

L_{local} : Longitud local

E_t : ecuación del tiempo

La formulación matemática empleada para la ecuación del tiempo es la siguiente:

$$E_t = 229,18[0,000075 + 0,001868 \cos(\alpha_d) - 0,032077 \operatorname{sen}(\alpha_d) - 0,01465 \cos(2\alpha_d) - 0,04089 \operatorname{sen}(2\alpha_d)] \quad (7)$$

En donde α_d es el ángulo diario y viene dado por:

$$\alpha_d = 2\pi \frac{d-1}{365} \quad (8)$$

En aplicaciones solares la hora solar se suele expresar como un ángulo teniendo en cuenta que cada hora equivale a 15° y que el origen es el mediodía. Esto se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\alpha_d = \frac{15\pi}{180} (H_{solar} - 12) \quad (9)$$

Los ángulos que definen la posición del rayo solar son el cenit (Θ_z) y el acimut (Ψ). El cenit es el ángulo entre el rayo solar y la vertical del lugar, mientras que el acimut es el ángulo de la proyección del rayo solar sobre el plano horizontal. Las relaciones trigonométricas entre la posición del Sol en el cielo y las coordenadas terrestres son las siguientes:

$$\cos(\Theta_z)_{d,h} = \text{sen}(\delta_d) \text{sen}(\phi) + \cos(\delta_d) \cos(\phi) \cos(\alpha_h) \quad (10)$$

$$\cos(\Psi)_{d,h} = \frac{\text{sen}(\alpha_h) \text{sen}(\phi) - \text{sen}(\delta_d)}{\cos(\alpha_h) \cos(\phi)} \quad (11)$$

En donde: δ_d : declinación solar en el día d

ϕ : latitud geográfica del emplazamiento de la instalación

α_h : ángulo horario

La constante solar (I_{sc}) se define como la cantidad de energía procedente del Sol que llega, por unidad de tiempo y área, a una superficie perpendicular a los rayos del Sol, situada fuera de la atmósfera, para la distancia media Sol-Tierra. Experimentalmente se ha comprobado que esta constante varía entre 1338 y 1386 W/m². El valor que se suele utilizar para la constante solar es de 1367 W/m².

Con toda la información anterior es posible calcular la irradiancia extraterrestre en una superficie horizontal en el día d y la hora h por medio de la ecuación (12).

$$I_{d,h} = I_{sc} \text{Exc}_d \cos(\Theta_z)_{d,h} \quad (12)$$

Sustituyendo la relación trigonométrica correspondiente al cenit (Θ_z) en la ecuación (12) se obtiene:

$$I_{d,h} = I_{sc} \text{Exc}_d \left[\text{sen}(\delta_d) \text{sen}(\phi) + \cos(\delta_d) \cos(\phi) \cos(\alpha_h) \right] \quad (13)$$

En la Figura 5 se muestra el comportamiento a lo largo del año de la irradiancia extraterrestre sobre una superficie horizontal, obtenida con la formulación descrita anteriormente.

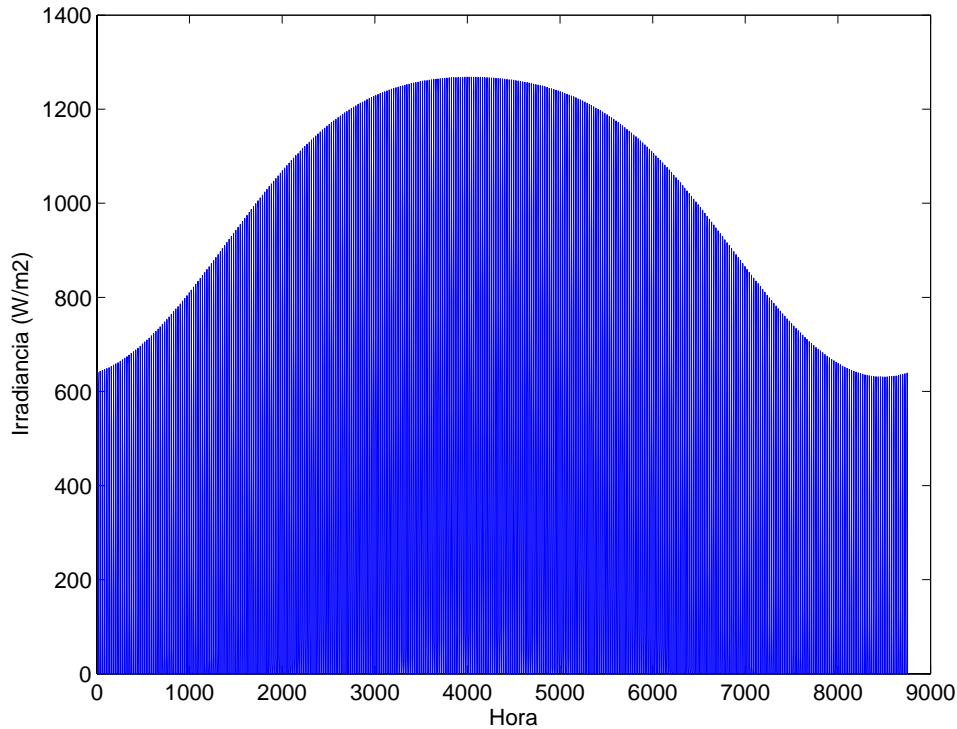


Figura 5. Irradiancia extraterrestre sobre superficie horizontal.

Para calcular la irradiancia extraterrestre sobre una superficie inclinada un ángulo β respecto al Ecuador se sustituye el valor de la latitud ϕ por el de $\phi - \beta$ por lo que la ecuación (13) se convierte en:

$$I_{d,h} = I_{sc} \text{Exc}_d \left[\text{sen}(\delta_d) \text{sen}(\phi - \beta) + \cos(\delta_d) \cos(\phi - \beta) \cos(\alpha_h) \right] \quad (14)$$

La existencia de nubes puede dar lugar a variaciones importantes en el valor de la irradiancia que alcanza la superficie terrestre. Para tener en cuenta este aspecto se emplea el coeficiente de claridad k_T con lo que la radiación que llega a los paneles fotovoltaicos viene dada por la siguiente expresión:

$$I_{total_{d,h}} = I_{d,h} \times k_{T_{d,h}} \quad (15)$$

El coeficiente k_T puede tomar valores mínimos entre 0 y 0,2 para días totalmente cubiertos y valores máximos entre 0,9 y 1 para días con atmósfera muy limpia. Debido a que no se puede conocer de antemano los valores de k_T , es necesario recurrir a una metodología iterativa para estimar su valor a partir de valores históricos como los mostrados en la Tabla 1 (Salinas Asensio, 2002).

Tabla 1. Coeficiente de claridad para las ciudades de Madrid y Alicante.

<i>Ciudad</i>	<i>Madrid</i>	<i>Alicante</i>
<i>Mes</i>		
Enero	0,46	0,54
Febrero	0,55	0,58
Marzo	0,51	0,59
Abril	0,55	0,54
Mayo	0,52	0,57
Junio	0,54	0,58
Julio	0,61	0,61
Agosto	0,61	0,59
Septiembre	0,55	0,58
Octubre	0,49	0,56
Noviembre	0,45	0,55
Diciembre	0,44	0,52

Los desarrollos de varios autores (Salinas Asensio, 2002) han logrado caracterizar el comportamiento del coeficiente de claridad a partir de la función de probabilidad descrita en (Liu and Jordan, 1960). La función que describe el comportamiento de dicho coeficiente a partir de su valor mínimo (k_{Tmin}) y máximo (k_{Tmax}) es la siguiente:

$$f(k_T) = \frac{e^{\gamma k_{Tmin}} - e^{\gamma k_T}}{e^{\gamma k_{Tmin}} - e^{\gamma k_{Tmax}}} \quad (16)$$

En donde γ viene dado por:

$$\gamma = -1,498 + \frac{1,184\xi - 27,182e^{-1,5\xi}}{k_{Tmax} - k_{Tmin}} \quad (17)$$

El parámetro ξ se calcula con la siguiente expresión:

$$\xi = \frac{k_{Tmax} - k_{Tmin}}{k_{Tmax} - k_{medio}} \quad (18)$$

El valor k_{Tmedio} es el valor histórico del emplazamiento (ver Tabla 1), el valor de k_{Tmin} que se suele emplear es de 0,07 y el valor de k_{Tmax} se calcula con la siguiente ecuación:

$$k_{Tmax} = 0,6313 + 0,267k_{Tmedio} - 11,9(k_{Tmedio} - 0,75)^8 \quad (19)$$

Si se conocen los valores de $f(k_T)$, k_{Tmax} , k_{Tmin} , k_{Tmedio} , ξ y γ se puede conocer el valor de k_T , despejándolo de la ecuación (16):

$$k_T = \frac{\ln \left[e^{\gamma k_{Tmin}} - f(k_T) \times (e^{\gamma k_{Tmin}} - e^{\gamma k_{Tmax}}) \right]}{\gamma} \quad (20)$$

El proceso iterativo para la estimación de los valores de k_T es el siguiente: Usando los valores históricos de k_{Tmedio} se calculan los valores de k_{Tmax} , ξ y γ , a continuación se genera un valor aleatorio de $f(k_T)$ uniformemente distribuido entre cero y uno. Con estos datos y la ecuación (16) se encuentra un valor diario de k_T . Este proceso se repite para cada día del mes. Una vez que se tienen los datos diarios de k_T para un mes se comprueba que la media de dichos valores se encuentre dentro de un margen de tolerancia

respecto al dato histórico mensual de k_{Tmedio} ($k_{Tmedio} - \varepsilon \leq \bar{K}_T \leq k_{Tmedio} + \varepsilon$). Este proceso se repite hasta que la media de los valores diarios estén dentro del margen de tolerancia deseado. En la Figura 6 se presenta este algoritmo de forma gráfica.

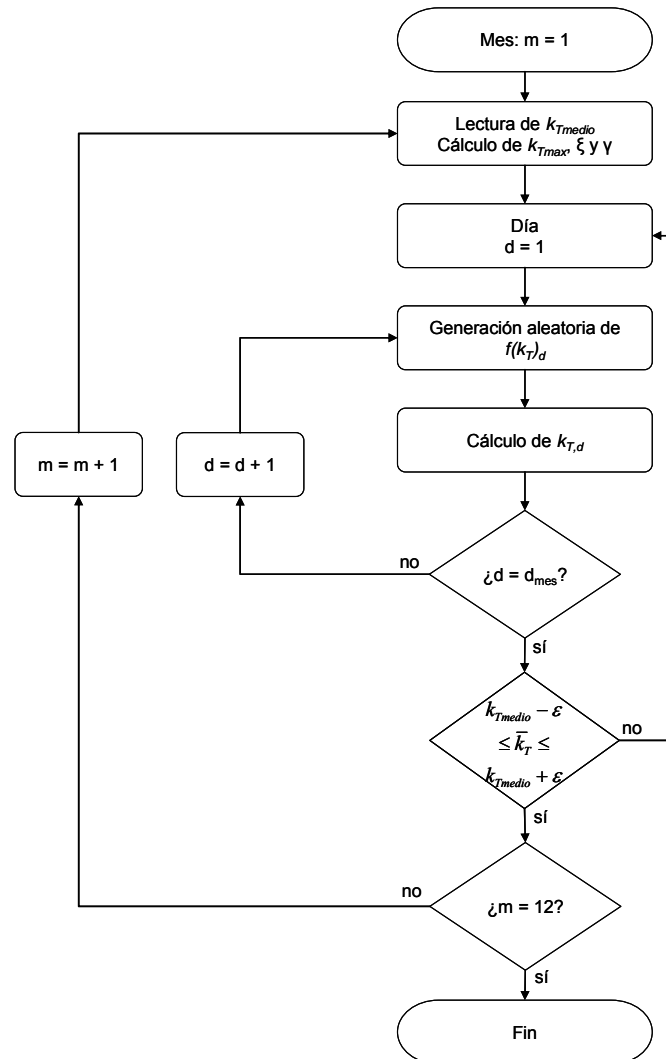


Figura 6. Diagrama de flujo para la estimación del coeficiente de claridad.

El procedimiento para el cálculo de los valores horarios es similar al descrito para los valores diarios pero con la diferencia de que los valores medios que se utilizan como referencia son los valores diarios obtenidos en el proceso anterior. Una vez obtenidos los valores horarios para un día se comprueba que la media de dichos valores se encuentre dentro del margen de tolerancia deseado respecto al valor diario. El proceso se repite hasta que se cumple dicha condición. Finalmente, el valor horario de irradiancia sobre una superficie se calcula con la ecuación (15).

En la Figura 7 se presenta la gráfica de la irradiancia a lo largo de un año sobre una superficie horizontal en la ciudad de Madrid mientras que la Figura 8 presenta la irradiancia durante 168 horas consecutivas, obtenida con el procedimiento descrito anteriormente.

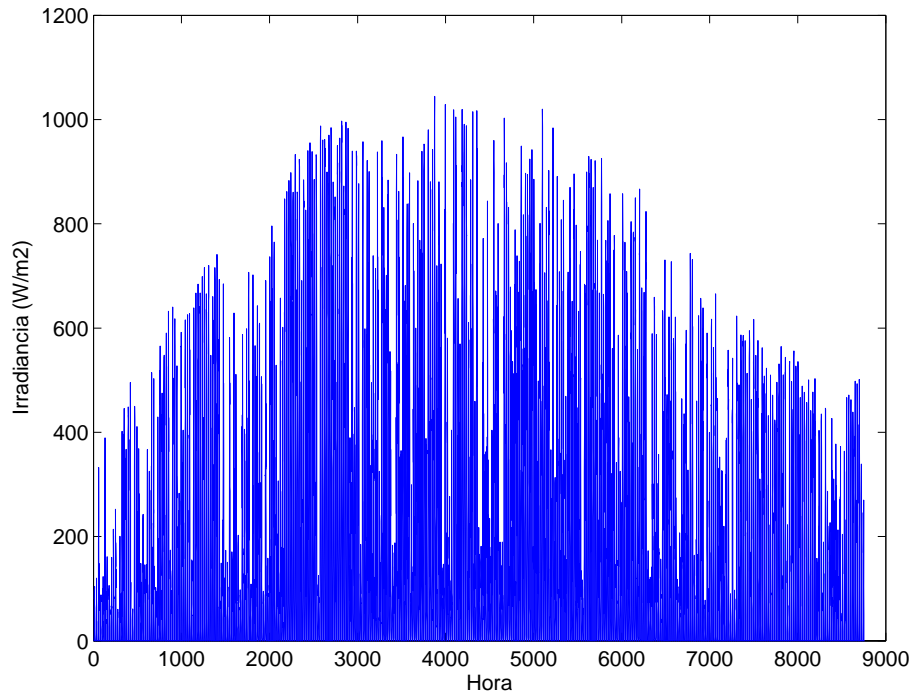


Figura 7. Irradiancia sobre una superficie horizontal en la ciudad de Madrid teniendo en cuenta el efecto de las nubes.

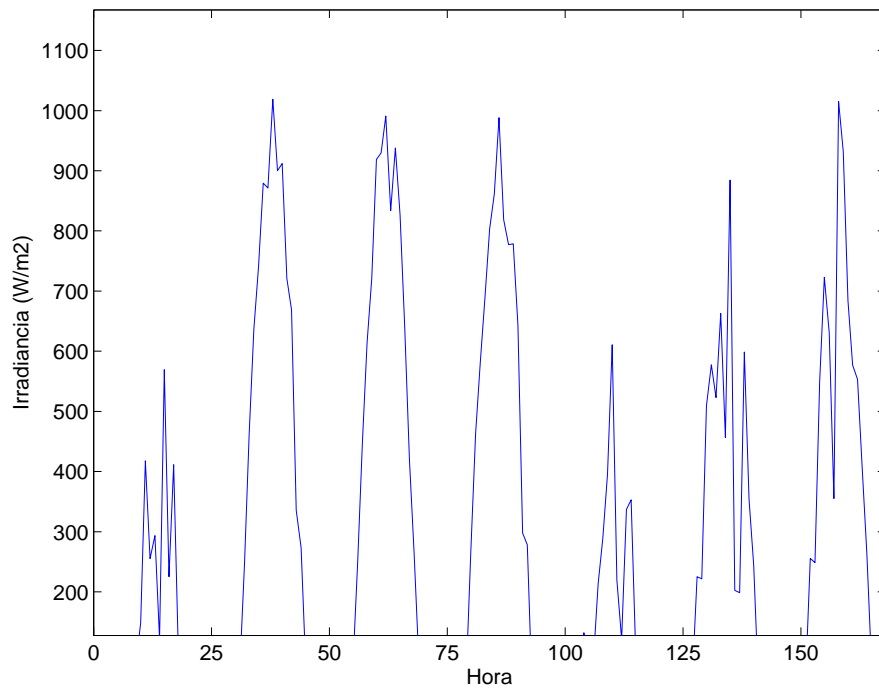


Figura 8. Simulación de la Irradiancia en la comunidad de Madrid durante 168 horas

Con los datos horarios de irradiancia que recibe la instalación fotovoltaica es posible calcular la producción de dicha instalación teniendo en cuenta que los valores de potencia especificados por los fabricantes corresponden a una irradiancia de 1000 W/m^2 .

Al igual que con la tecnologías eólica, las instalaciones conectadas en un mismo alimentador presentan correlación. Para diferenciar la producción de una planta respecto de otra se genera un perfil de referencia al cual se le superpone ruido blanco.

1.3. Cogeneración

La cogeneración se ha visto fomentada en los últimos años gracias a su gran eficiencia energética. En España, constituye una porción importante del denominado Régimen Especial alcanzando aproximadamente 5.700 MW y proporcionando alrededor del 8% de la demanda eléctrica (Comisión Nacional de Energía, 2005).

En teoría, la cogeneración es una tecnología gestionable por lo que su producción se puede programar sin ningún problema. Sin embargo, en España, por razones normativas, la cogeneración se ve obligada a verter únicamente la energía eléctrica neta, es decir, la diferencia entre la energía eléctrica producida y la energía eléctrica asociada al proceso de cogeneración. Esto produce que, en la práctica, la cogeneración presente un comportamiento variable de cara a la energía que puede verter a la red, presentando la misma volatilidad que una demanda individual. Esta volatilidad es debida a la variación de la demanda ya que la energía neta (energía producida – energía consumida) refleja dicha variación. La demanda térmica asociada también influye pero en menor medida ya que, en términos generales, los procesos térmicos tienen mayor inercia que los procesos eléctricos.

La cogeneración que vierte toda su producción y no únicamente la energía neta presentaría un perfil de producción completamente programable e incluso plano si así lo desea. Por esto, el estudio de este tipo de cogeneración se incluye bajo la categoría de generación de base que se describe en la sección siguiente.

Para el modelado de las plantas de cogeneración se han utilizado datos históricos proporcionados por una de las empresas distribuidoras españolas. La información que se disponía consistía en la vertido horario durante un año de un total de 128 instalaciones. En el análisis de las plantas se pudo observar que existían prácticamente tres perfiles definidos de cogeneración:

- **Cogeneración con vertido máximo en el día:** este tipo de planta vierte a la red la mayor cantidad de energía durante el día y disminuye su vertido durante la noche, llegando incluso a no verter en dicho período. En fines de semana suministra poca energía a la red. Con los datos disponibles, se calculó el perfil promedio para representar este tipo de instalación. La Figura 9 presenta el perfil durante una semana (168 horas) para una planta de 25 MW obtenido a partir del perfil de referencia.

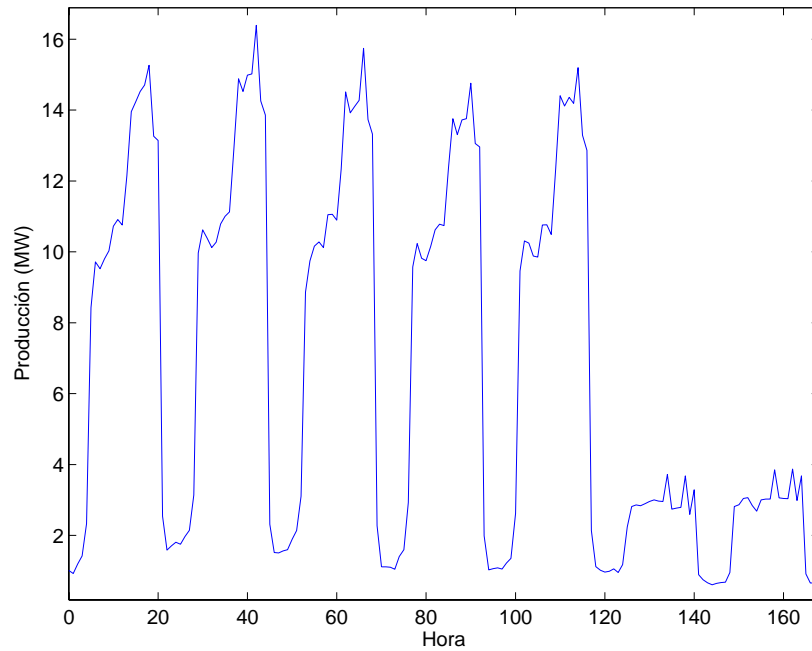


Figura 9. Producción de las plantas de cogeneración con vertido máximo en el día.

Este tipo de perfil puede representar a aquellas instalaciones que siguen el comportamiento de un proceso industrial que requiere energía térmica durante el día, pudiendo no producir durante la noche o fines de semana. En principio, este debería ser el comportamiento general de la cogeneración.

- **Cogeneración con vertido máximo en la noche:** este tipo de planta vierte muy poca energía durante el día y vierte la mayor cantidad durante la noche. Además, los fines de semana exporta mucha energía al alimentador. Con los datos disponibles, se calculó el perfil promedio para representar este tipo de instalación. En la Figura 10 se muestra el perfil promedio de producción que se obtuvo para una planta de este tipo de 25 MW durante 168 horas (7 días), obtenido a partir del perfil de referencia.

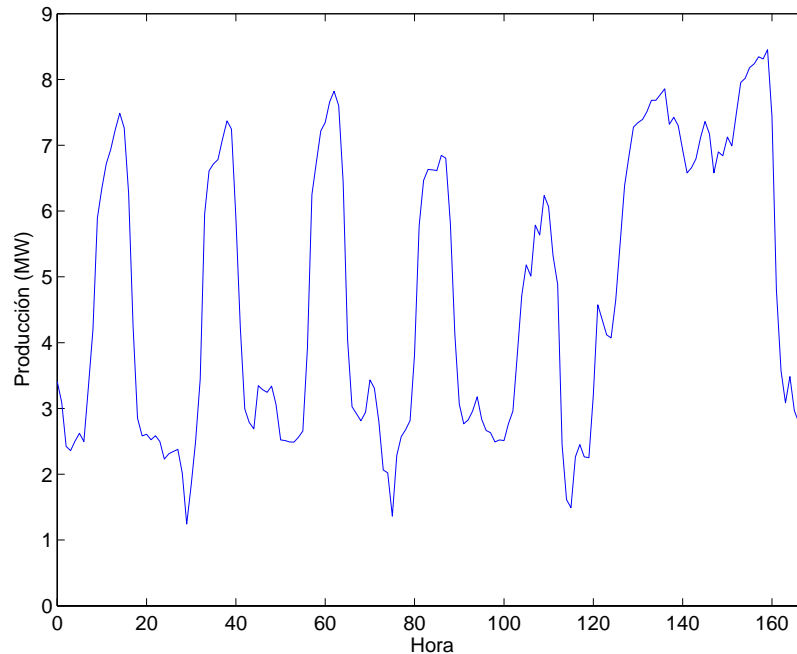


Figura 10. Producción de las plantas de cogeneración con vertido máximo en la noche.

Este tipo de perfil puede representar a una instalación que produce siempre a un valor constante por lo que cuando el proceso industrial asociado requiere energía eléctrica, la cantidad vertida se ve disminuida (durante el día). El vertido aumenta cuando los requerimientos eléctricos del proceso industrial disminuyen (en la noche o fines de semana). Este comportamiento podría representar plantas que requieren un flujo térmico más o menos constante y cuyos requerimientos eléctricos presentan mayor variabilidad.

- **Cogeneración con una producción de base:** estas plantas presentan un perfil más o menos plano ya que la variación que presentan se encuentra en un rango relativamente estrecho. Este tipo de cogeneración se incluyó en la categoría de generación de base que se describe en la sección siguiente.

Este tipo de instalación puede representar a aquellas instalaciones cuyo procesos térmicos y eléctricos son más o menos constante o a aquellas instalaciones que puede verter toda su producción y no únicamente la energía neta. Esta última situación no se presenta en el sistema eléctrico español debido a que las plantas cogeneradoras están obligadas a verter únicamente la energía excedentaria. La nueva normativa europea no impone esta limitación, permitiendo que las plantas cogeneradoras viertan toda su producción (Parlamento Europeo and Consejo de la Unión Europea, 2004).

Las plantas cogeneradoras con vertido máximo en el día representaban aproximadamente el 70% de la muestra estudiada mientras que las plantas con vertido máximo en la noche representaban aproximadamente el 12% de la muestra. Las plantas de cogeneración con perfil plano constituían aproximadamente el 10% de la muestra que se analizó. El resto de instalaciones no presentaban ningún perfil definido por lo que no fueron asignadas a ninguna de las categorías anteriores.

Para diferenciar la producción de plantas cogeneradoras instaladas en el mismo alimentador, se introdujo un ruido blanco en cada hora ajustado a $\pm 25\%$ del perfil de referencia.

1.4. Generación de base

Este tipo de generación en realidad no es una tecnología específica sino que se refiere a cualquier tipo de generador que produzca durante todo el tiempo a un valor constante. Su perfil de producción es plano, es decir, produce siempre la misma potencia durante todas las horas del año.

La necesidad de modelar este tipo de generación surge porque algunas tecnologías de GD son totalmente gestionables o programables por lo que cada vez puede ser más frecuente encontrar este tipo de GD. Algunas de las tecnologías que se pueden usar en este tipo de aplicaciones son las pilas de combustible, las micro-turbinas de gas y la biomasa. La cogeneración que puede verter toda su producción se clasifica también dentro de esta categoría.

2. Modelado de la demanda

Un aspecto muy importante para determinar el impacto de la GD es el perfil de demanda del alimentador. Dado que los alimentadores empleados son una clasificación de los alimentadores españoles (ver sección 3), los perfiles de demanda se obtuvieron de datos históricos de los consumidores españoles. Estos perfiles se obtuvieron de la extinta OFICO (Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica) y corresponden a los perfiles de consumos horarios del año 1996 para cada tipo de cliente en función de la tarifa contratada.

Las tarifas que se consideraron fueron las siguientes:

- Tarifa 2.0: tarifa general con potencia contratada no superior a 15 kW (baja tensión).
- Tarifa 2.0N: tarifa general con discriminación entre horas diurnas y nocturnas (baja tensión).
- Tarifa 3.0: tarifa general de utilización normal (baja tensión).
- Tarifa 4.0: tarifa general de larga utilización (baja tensión).
- Tarifa B.0: tarifa de alumbrado público (baja tensión).
- Tarifa 1.1: tarifa general de corta utilización (media tensión).
- Tarifa 2.1: tarifa general de media utilización (media tensión).
- Tarifa 3.1: tarifa general de larga utilización (media tensión).

En la Figura 11 se presenta el comportamiento horario de cada tarifa durante un período de 168 horas, es decir, una semana.

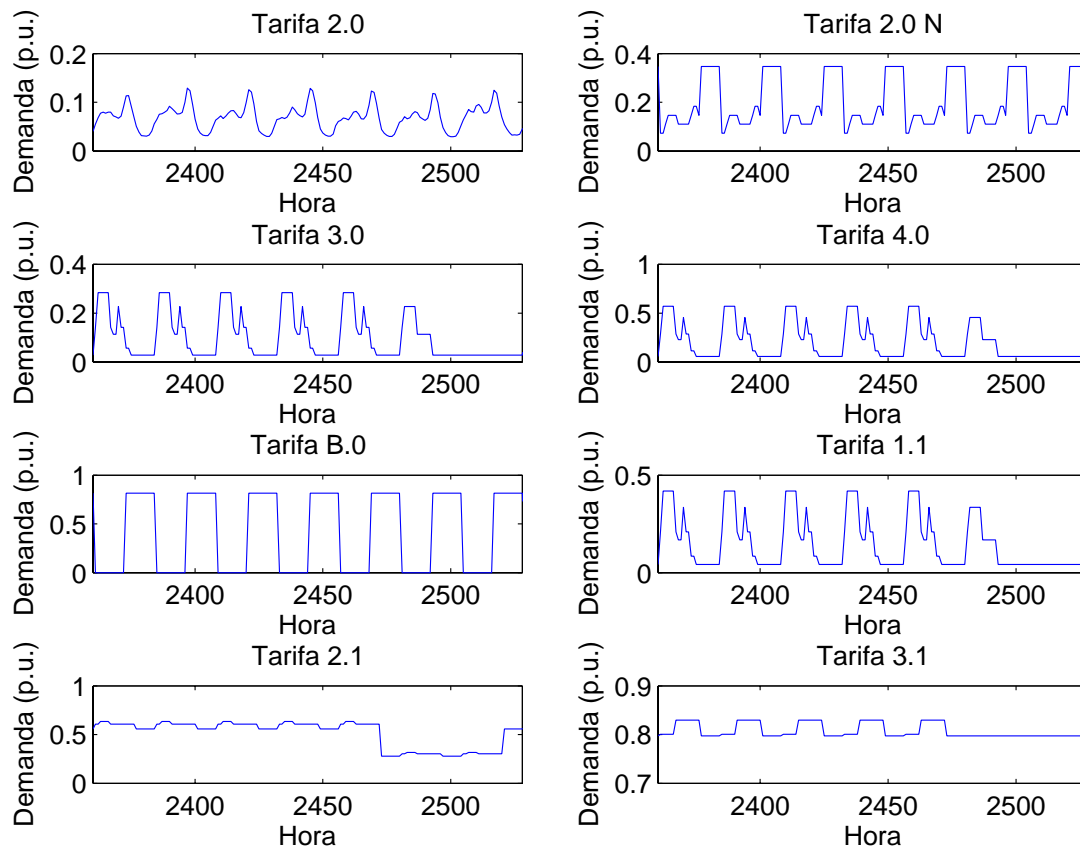


Figura 11. Comportamiento horario de las tarifas.

Adicional a la variación horaria mostrada en la figura anterior, los perfiles de demanda también presentan variaciones estacionales. En la Figura 12 se puede observar este comportamiento en un cliente con tarifa 2.0. Para cada tipo de tarifa se disponía de información horaria similar a la presentada en la Figura 12.

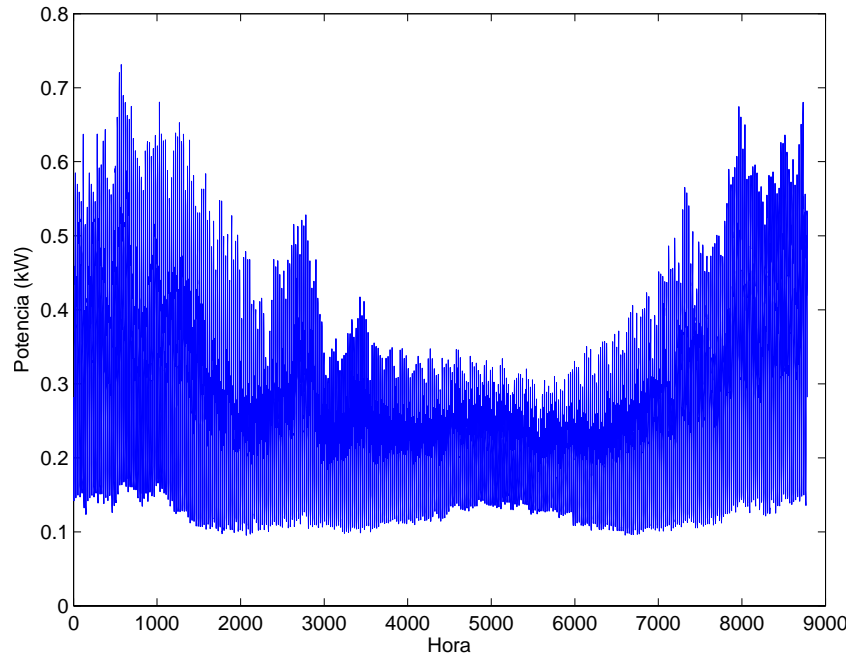


Figura 12. Consumo anual del los clientes con tarifa 2.0.

3. Modelado de la red

Las características de la red (topología, sección de los conductores, etc.) en la cual se conecta la GD también juegan un papel importante en el impacto sobre las pérdidas o inversiones que produce la GD. Con el objeto de que los resultados que se obtengan se puedan generalizar en la medida de lo posible, se optó por realizar los estudios con unos alimentadores tipo de las redes de distribución españolas. Los alimentadores se obtuvieron de un estudio realizado por una de las empresas distribuidoras españolas en el cual se clasificó la diversidad de alimentadores en 7 grupos o *clusters*: 2 urbanos, 3 semi-rurales y 2 rurales.

Las variables explicativas que se tuvieron en cuenta en dicho estudio fueron:

- Longitud del tramo aéreo de la línea.
- Longitud del tramo enterrado.
- Secciones del conductor de los tramos aéreo y enterrado.
- Número de centros de transformación interiores necesarios para alimentar a los clientes de baja tensión.
- Número de centros de transformación exteriores o intemperie necesarios para alimentar a los clientes de baja tensión.
- Número de clientes de media tensión según tipo de tarifa.
- Potencia contratada en media tensión.

- Número de clientes de baja tensión según tipo de tarifa.
- Potencia contratada en baja tensión.

En la Tabla 2 se muestran los principales valores de los centroides de cada uno de los *clusters*.

Tabla 2. Valores de los centroides de los *clusters*.

Tipo de Alimentador	Longitud Aérea (m)	Longitud subterránea (m)	CTs interiores	CTs exteriores	Potencia BT (kW)	Clientes BT	Potencia MT (kW)	Clientes MT
Semi-rural cluster-1	2.983	2.175	8,0	2,4	7.544	1.700	536	3,4
Semi-rural cluster-2	45.350	2.637	14,7	21,7	7.314	1.933	1.472	17,4
Semi-rural cluster-3	17.687	1.642	8,6	11,9	5.591	1.250	1.113	10,9
Rural cluster-4	49.237	285	6,1	22,8	4.308	1.200	636	13,6
Rural cluster-5	18.733	133	2,8	10,1	1.777	470	681	9,8
Urbano cluster-6	0	1.670	4,5	0	4.478	946	304	1,0
Urbano cluster-7	0	2.669	9,8	0	13.119	2.748	191	1,2

Para llevar a cabo los estudios de impacto de la GD, partiendo de los valores de los centroides de los grupos de dicho estudio, se diseñaron unas redes que cumplieran con las características de dichos centroides. El reparto de clientes según cada tipo de tarifa se hizo atendiendo a la composición observada en alimentadores reales correspondientes a cada *cluster*.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas unifilares de cada uno de los grupos. Las características de cada alimentador se presentan en las tablas que se encuentran a continuación de los diagramas unifilares.

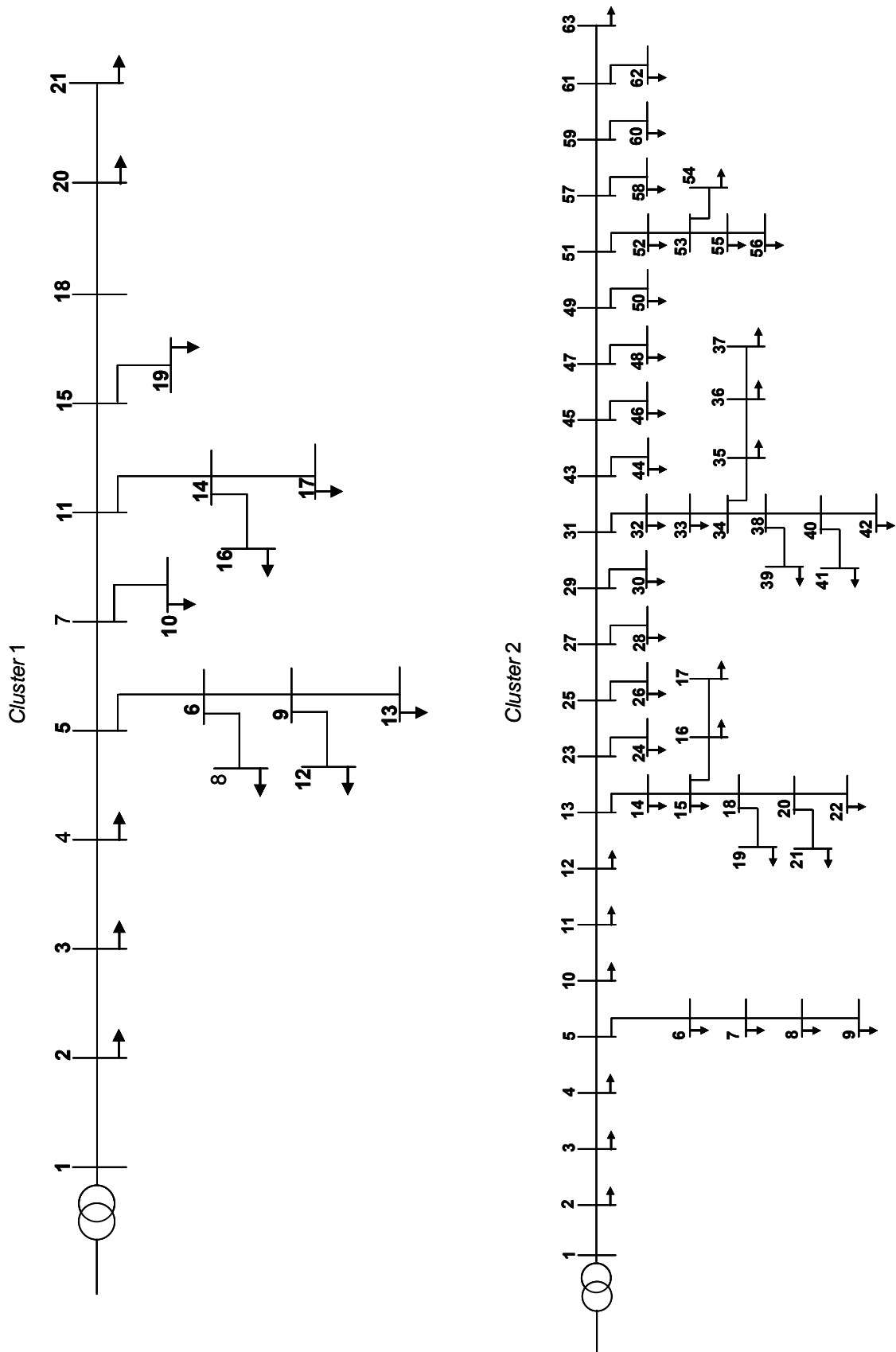


Figura 13, Diagramas unifilares de los *clusters* 1 y 2.

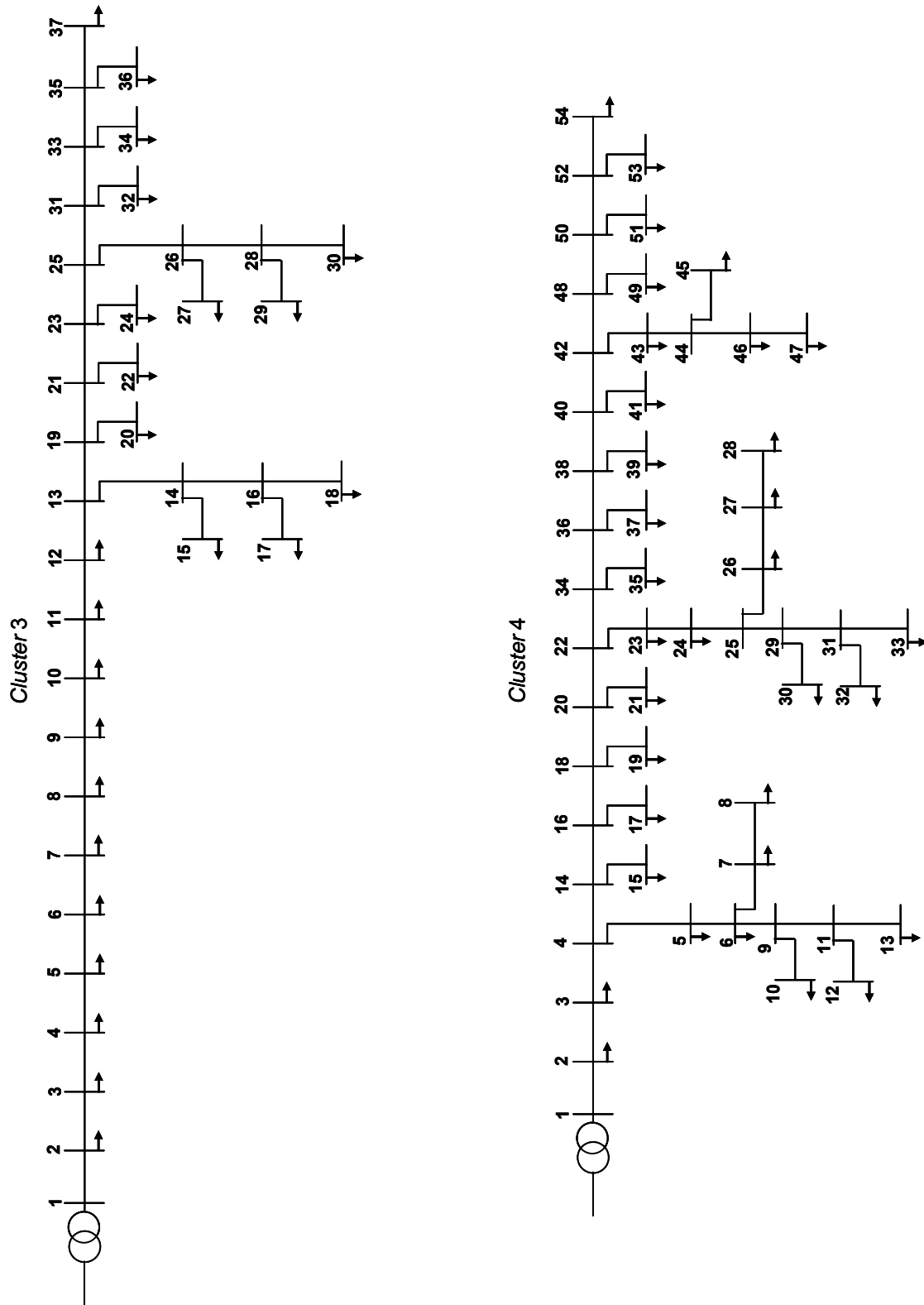


Figura 14. Diagramas unifilares de los clusters 3 y 4.

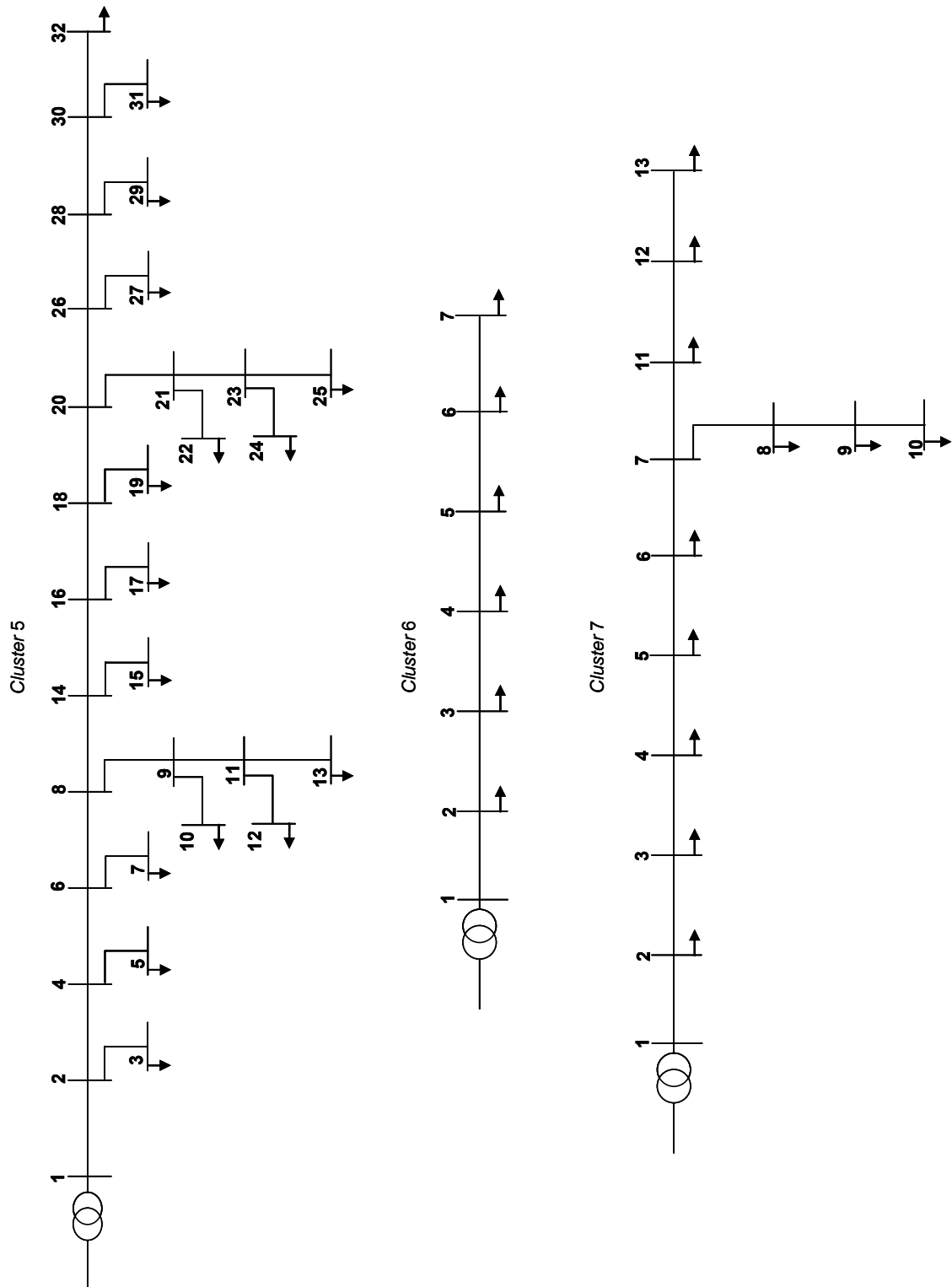


Figura 15. Diagramas unifilares de los *clusters* 5, 6 y 7.

A continuación se presentan las características de los conductores y los tramos de línea de cada uno de los alimentadores. La Tabla 3 es de aplicación para todos los alimentadores.

Tabla 3. Características de los conductores.

Tipo de conductor	R (Ω /km)	X (Ω /km)	Amperios
1461	0,250	0,100	265
1473	0,470	0,120	175
1745	0,200	0,110	300
2603	1,786	0,400	90
2645	1,074	0,400	136
2647	1,074	0,400	136
2663	0,614	0,393	197
2665	0,614	0,393	197
2667	0,614	0,393	197
2747	0,307	0,372	314

Tabla 4. Características del alimentador semi-rural *cluster* 1

De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)	De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)
1	2	2663	0,350	9	12	2645	0,350
2	3	2663	0,375	9	13	2645	0,120
3	4	2663	0,250	11	14	2645	0,275
4	5	2663	0,230	11	15	2645	0,325
5	6	2645	0,200	14	16	2645	0,250
5	7	2663	0,350	14	17	2645	0,225
6	8	2645	0,225	15	18	2645	0,350
6	9	2645	0,225	15	19	2645	0,200
7	10	2647	0,225	18	20	2647	0,075
7	11	2663	0,350	20	21	2645	0,250

Tabla 5. Características del alimentador semi-rural *cluster 2*.

De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)	De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)
1	2	2747	1,200	31	43	2747	2,500
2	3	2747	2,500	32	33	1461	0,750
3	4	2747	0,950	33	34	1461	0,500
4	5	2747	1,500	34	35	2645	0,950
5	6	2663	0,650	34	38	2645	0,600
5	10	2747	1,100	35	36	2645	0,750
6	7	2645	1,000	36	37	2645	0,500
7	8	2645	0,500	38	39	2645	0,350
8	9	2645	0,350	38	40	2645	0,500
10	11	2747	1,750	40	41	2645	0,420
11	12	2747	0,750	40	42	2645	0,750
12	13	2747	0,600	43	44	2663	0,250
13	14	1461	0,950	43	45	2747	1,500
13	23	2747	2,600	45	46	2663	0,550
14	15	1461	0,550	45	47	2747	0,950
15	16	2645	1,200	47	48	2663	0,600
15	18	2645	0,350	47	49	2747	0,850
16	17	2645	0,850	49	50	2663	0,200
18	19	2645	0,125	49	51	2747	0,800
18	20	2645	0,220	51	52	2645	0,450
20	21	2645	0,350	51	57	2747	0,900
20	22	2645	0,200	52	53	2645	0,650
23	24	2663	0,400	53	54	2645	0,355
23	25	2747	1,200	53	55	2645	1,200
25	26	2663	0,250	55	56	2645	0,750
25	27	2747	2,300	57	58	2645	0,220
27	28	2663	0,425	57	59	2747	0,450
27	29	2747	0,600	59	60	2645	0,120
29	30	2663	0,355	59	61	2747	0,350
29	31	2747	0,700	61	62	2663	0,250
31	32	1461	1,250	61	63	2747	0,300

Tabla 6. Características del alimentador semi-rural *cluster 3*.

De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)	De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)
1	2	2747	1,100	19	20	2663	0,550
2	3	2747	0,750	19	21	1461	0,725
3	4	2747	0,500	21	22	2663	0,350
4	5	2747	0,600	21	23	1461	0,600
5	6	2747	0,700	23	24	2663	0,350
6	7	2747	0,850	23	25	1461	0,700
7	8	2747	0,450	25	26	2645	0,550
8	9	2747	0,500	25	31	2645	0,850
9	10	2747	0,925	26	27	2645	0,125
10	11	2747	0,650	26	28	2645	0,225
11	12	2747	0,600	28	29	2645	0,200
12	13	2747	0,750	28	30	2645	0,455
13	14	2645	0,800	31	32	2645	0,250
13	19	1461	1,000	31	33	2645	0,750
14	15	2645	0,250	33	34	2663	0,250
14	16	2645	0,275	33	35	2645	0,550
16	17	2645	0,125	35	36	2663	0,125
16	18	2645	0,300	35	37	2645	0,600

Tabla 7. Características del alimentador rural *cluster 4*.

De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)	De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)
1	2	2747	2,450	26	27	2647	0,700
2	3	2747	1,700	27	28	2647	0,725
3	4	2645	0,800	29	30	2645	0,545
4	5	2645	2,200	29	31	2645	1,200
4	14	2645	3,100	31	32	2645	0,375
5	6	2645	0,950	31	33	2645	0,500
6	7	2647	1,900	34	35	2663	0,750
6	9	2647	1,100	34	36	1461	0,950
7	8	2645	0,850	36	37	2663	0,625
9	10	2645	0,450	36	38	1461	0,875
9	11	2645	1,200	38	39	2663	0,225
11	12	2645	0,550	38	40	1461	0,525
11	13	2645	0,900	40	41	2663	0,250
14	15	2663	0,550	40	42	1461	1,600
14	16	2747	1,100	42	43	2645	0,800
16	17	2663	0,650	42	48	2645	1,300
16	18	2747	1,000	43	44	2645	0,550
18	19	2663	0,450	44	45	2663	0,645
18	20	2747	1,500	44	46	2645	0,325
20	21	2663	0,700	46	47	2645	0,920
20	22	2747	2,200	48	49	2663	0,450
22	23	2645	0,950	48	50	2645	0,960
22	34	2645	1,000	50	51	2663	0,325
23	24	2645	0,750	50	52	2645	0,750
24	25	2645	1,000	52	53	2663	0,300
25	26	2647	1,200	52	54	2645	0,400
25	29	2647	0,750				

Tabla 8. Características del alimentador rural *cluster 5*.

De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)	De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)
1	2	2747	0,725	16	18	2747	0,700
2	3	2747	0,125	18	19	2747	0,200
2	4	2747	0,725	18	20	2747	0,900
4	5	2747	0,125	20	21	2645	0,950
4	6	2747	0,600	20	26	2645	0,850
6	7	2747	0,450	21	22	2645	0,230
6	8	2747	0,550	21	23	2645	0,575
8	9	2645	0,800	23	24	2645	0,550
8	14	2645	1,700	23	25	2645	0,600
9	10	2645	0,760	26	27	2645	0,400
9	11	2645	0,950	26	28	2645	0,625
11	12	2645	0,400	28	29	2645	0,150
11	13	2645	0,550	28	30	2645	0,675
14	15	2747	0,200	30	31	2645	0,150
14	16	2747	1,300	30	32	2645	0,750
16	17	2747	0,600				

Tabla 9. Características del alimentador urbano *cluster 6*.

De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)
1	2	2603	0,275
2	3	2603	0,300
3	4	2603	0,375
4	5	2603	0,150
5	6	2603	0,250
6	7	2603	0,320

Tabla 10. Características del alimentador urbano *cluster 7*.

De nodo	a nodo	Tipo de conductor	Longitud (km)
1	2	2747	0,250
2	3	2747	0,225
3	4	2747	0,300
4	5	2747	0,180
5	6	2747	0,275
6	7	2747	0,125
7	8	2645	0,225
7	11	2645	0,250
8	9	2645	0,125
9	10	2645	0,160
11	12	2747	0,375
12	13	2747	0,179

ANEXO 2

ALGORITMOS PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS

Si bien es cierto que la formulación horaria es ideal desde el punto de vista de la información que se puede extraer, presenta un gran desventaja en su implementación: requiere una gran carga de cálculo. Debido a esto, se probaron varios algoritmos de cálculo de pérdidas con el objeto de disminuir la carga computacional del estudio del impacto de la GD en pérdidas. En este anexo se describen dichos algoritmos.

Los algoritmos de cálculo de flujos de carga que se probaron fueron:

6. Flujo de cargas por el método de Newton-Raphson.
7. Flujo de cargas radial.
8. Flujo de cargas radial simplificado.
9. Estimación por sensibilidades del flujo de cargas.
10. Flujo de cargas por períodos tarifarios.

A continuación se describe cada algoritmo.

1. Flujo de cargas por el método de Newton-Raphson

Este es el método que más carga computacional requiere pero que proporciona los mejores resultados. Por esta razón, este método se ha tomado como referencia para evaluar las bondades o carencias de los otros métodos.

El cálculo del flujo de cargas es una de las herramientas más utilizadas en el campo de la Ingeniería Eléctrica y es un problema muy bien estudiado en la literatura (Arrillaga, *et al.*, 1983; Expósito, 2002; Sullivan, 1977) por lo que la profundización en este tema está fuera del alcance de esta tesis. En esta sección únicamente se presenta un somero repaso con el objeto de facilitar la comparación de los otros métodos que se describen en los siguientes apartados.

El objeto del cálculo del flujo de cargas es determinar los valores en régimen permanente de las diversas variables que caracterizan el estado de la red (magnitud y ángulo de las tensiones en cada nudo y flujo de energía activa y reactiva en cada sección o tramo de la red), dadas unas determinadas condiciones de demanda y generación. Determinados los valores de estas variables, es posible calcular las pérdidas en cada tramo del alimentador y por consiguiente las pérdidas totales en el alimentador.

La resolución del flujo de cargas plantea las siguientes ecuaciones no lineales para cada uno de los nudos de la red:

$$\begin{aligned} P_i &= V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_i &= V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{aligned} \quad (21)$$

siendo:

- P_i : Potencia activa inyectada neta calculada.
- Q_i : Potencia reactiva inyectada neta calculada.
- V_i : Magnitud de la tensión en el nudo i .
- G_{ij} : Conductancia de la línea que va desde el nudo i hacia el nudo j .
- θ_{ij} : Diferencia entre los ángulos de las tensiones en los nudos i y j ($\theta_i - \theta_j$).
- B_{ij} : Susceptancia de la línea que va desde el nudo i hacia el nudo j .

La aplicación del método general de Newton-Raphson para la resolución de un conjunto de ecuaciones no lineales a las ecuaciones del flujo de carga (ecuación (21)) es lo que se conoce como el método de flujo de cargas Newton-Raphson. La aplicación de este método iterativo conlleva sucesivas resoluciones del siguiente sistema:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & V \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & V \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (22)$$

siendo:

ΔP : Desvío o *mismatch* de potencia activa (potencia neta inyectada especificada menos potencia neta inyectada calculada).

ΔQ : Desvío o *mismatch* de potencia reactiva (potencia neta inyectada especificada menos potencia neta inyectada calculada).

Dependiendo del tamaño de la red que se analice, la resolución de este sistema puede requerir un gran esfuerzo computacional ya que requiere invertir la matriz Jacobiana (matriz de las derivadas parciales de primer orden) en cada iteración. Este aspecto toma gran relevancia si el horizonte temporal de estudio es un año y se requiere calcular las pérdidas en cada hora del año (8760 horas), como es el caso del estudio presentado en el capítulo 3.

En el método de flujo de cargas Newton-Raphson, las dos principales categorías en las que se pueden clasificar los nudos en función de los parámetros especificados son las siguientes:

- **Nudo de potencia controlada o nudo PQ:** En este tipo de nudo se especifica tanto la potencia activa inyectada neta como la potencia reactiva inyectada neta del nudo, siendo las variables a calcular por el flujo de carga la magnitud y el ángulo de la tensión en dicho nudo.
- **Nudo de tensión controlada o nudo PV:** En este tipo de nudo se especifica la potencia activa inyectada neta y la magnitud de la tensión siendo las variables a calcular por el flujo de cargas la potencia reactiva inyectada neta y el ángulo de la tensión.

Tradicionalmente, los nudos en los que se conecta GD se suelen modelar como nudos *PQ*, es decir, como una demanda negativa. Sin embargo, si el generador distribuido tiene la capacidad de controlar la tensión en el nudo, esto es, variar su producción o consumo de energía reactiva para cumplir una determinada consigna de tensión, podría plantearse la posibilidad de modelar los nudos con GD como nudos *PV*. Por supuesto, la posibilidad de controlar la tensión depende de la tecnología de GD que se use y de su tamaño.

Existen métodos simplificados basados en el método Newton-Raphson como el método desacoplado o el desacoplado rápido pero que dadas las características de las redes de distribución (ratio R/X grande) no son los más adecuados para este tipo de redes.

2. Flujo de cargas radial

El flujo de cargas radial saca provecho de la estructura arborescente que presentan las redes de distribución. Esto se traduce en que existe un único camino desde cualquiera de los nudos hacia la subestación que suministra al alimentador. Esta característica permite simplificar los algoritmos y disminuir los tiempos de cálculo. Existen diversos algoritmos para la resolución de flujos de carga radiales (Augugliaro, *et al.*, 2001; Baran and Wu, 1989; Mekhamer, *et al.*, 2002; Zhang and Cheng, 1997) habiéndose adoptado en esta tesis el descrito en (Baran and Wu, 1989).

Este algoritmo se trata también de un algoritmo iterativo como el Newton-Raphson pero no necesita la construcción ni la inversión de la matriz Jacobiana con el consiguiente ahorro computacional. La estructura arborescente es la base de este algoritmo por lo que la numeración de los nudos es fundamental. Esto se consigue numerando una rama del alimentador hasta llegar al final de la misma antes de pasar a numerar la siguiente rama. La numeración de los nudos de los alimentadores presentados en el Anexo I cumplen este requisito.

Las ecuaciones de la formulación del flujo de cargas radial empleada son las siguientes:

$$p_i = D_{p_i} + \sum_j p_j + \frac{p_i^2}{V_k^2} R_i \quad (23)$$

$$q_i = D_{q_i} + \sum_j q_j + \frac{q_i^2}{V_k^2} X_i \quad (24)$$

$$V_i^2 = V_k^2 + \frac{p_i^2 + q_i^2}{V_k^2} (R_i^2 + X_i^2) - 2(R_i p_i + X_i q_i) \quad (25)$$

siendo:

- p_i : Potencia activa que fluye al comienzo de la rama i .
- p_j : Potencia activa de la rama j aguas abajo de la rama i .
- q_i : Potencia reactiva que fluye al comienzo de la rama i .
- q_j : Potencia reactiva de la rama j aguas abajo de la rama i .
- Dp_i : Demanda de potencia activa en el nudo i .
- Dq_i : Demanda de potencia reactiva en el nudo i .
- V_i : Tensión en el nudo i .
- V_k : Tensión en el nudo k situado aguas arriba del nudo i .
- R_i : Resistencia de la rama i .
- X_i : Reactancia de la rama i .

El proceso iterativo es el siguiente:

1. Barriando todas las ramas del árbol en sentido ascendente, se obtienen las potencias que circulan por cada rama (ecuaciones (23) y (24)).
2. Barriando el árbol en sentido descendente, se actualizan las tensiones desde el nudo de alimentación (ecuación (25)).
3. Se comprueba el cumplimiento de las tolerancias de convergencia.

Una vez que ha convergido el algoritmo, las pérdidas se calculan con los flujos que circulan por cada rama.

Estos métodos iterativos de barrido ascendente y descendente se conocen en la literatura como métodos *backward/forward*. Las bondades del algoritmo descrito anteriormente se aprecian en redes de gran tamaño en las cuales el método de Newton-Raphson requiere trabajar con matrices grandes con el consiguiente esfuerzo computacional. En redes de tamaño medio o pequeño no necesariamente se tienen que apreciar mejoras importantes.

En la literatura no se encontraron métodos de flujos de cargas radiales que permitieran modelar nudos del tipo *PV* por lo que si desea estudiar la posibilidad de que la GD

controle la tensión del nudo en el que se encuentra conectada, es necesario recurrir al método de Newton-Raphson.

3. Flujo de cargas radial simplificado

El algoritmo descrito anteriormente se puede simplificar un poco más aunque a costa de perder precisión en los resultados. La simplificación consiste en considerar al alimentador como un sistema de tuberías en el cual la energía fluye desde la subestación hacia los diversos centros de carga. En este caso, únicamente es necesario sumar las potencias demandadas en los nudos que se encuentran aguas abajo de un determinado nudo así como su propia demanda, para conocer la potencia que circula por el tramo que conecta a dicho nudo con su nudo inmediatamente superior.

Una vez conocidas las potencias que circulan por cada rama del alimentador y asumiendo un perfil de tensiones plano, se pueden estimar las corrientes en cada rama y por consiguiente las pérdidas en dicha rama. Este método tiene la ventaja de ser mucho más rápido que el flujo de cargas radial descrito en el apartado anterior ya que no involucra un proceso iterativo. Sin embargo, se pierde precisión en los resultados ya que se asume un perfil de tensión plano y la estimación de la potencia que fluye en una rama no tiene en cuenta las pérdidas de las ramas aguas abajo (las pérdidas de las ramas aguas abajo de la rama en estudio es una potencia que también circula por dicha rama).

Para tratar de mejorar los resultados, se puede llevar a cabo una segunda iteración que, a partir de los valores de corrientes estimados en la iteración anterior, actualice los valores de las tensiones en los nudos. Con los nuevos valores de tensión, se pueden recalcular las corrientes que circulan por las ramas y estimar las pérdidas a partir de los nuevos valores de corriente.

4. Sensibilidades del flujo de cargas

La metodología de sensibilidades del flujo de cargas permite, partiendo de un punto de operación del sistema y conociendo la sensibilidad o comportamiento del sistema ante una variación de una determinada variable, estimar el estado del sistema en otro punto de operación cuando dicha variable ha cambiado de valor. Esta metodología puede ser aplicada al caso general de las pérdidas y en concreto al comportamiento de las pérdidas

ante diversos escenarios de GD tal como se describe en el presente apartado. La implementación de esta metodología está basada en el trabajo descrito en (Söder, 1996).

La metodología usada en esta tesis utilizando este algoritmo estima las pérdidas durante cada hora en el caso base (sin GD) y a partir de las sensibilidades de cada hora, se estiman las pérdidas en la correspondiente hora pero en diferentes escenarios de GD. La variable para la cual se calculan las sensibilidades del flujo de cargas es la potencia inyectada neta de cada nudo (potencia generada menos potencia demandada). En esta metodología, la GD es modelada como una demanda negativa.

Para el cálculo de las sensibilidades se parte de las ecuaciones generales del flujo cargas (ecuación (21)) por lo que los desvíos o *mismatches* de potencia activa y reactiva vendrán dados por:

$$\begin{aligned}\Delta P_i &= P_{net_i} - P_i \\ \Delta Q_i &= Q_{net_i} - Q_i\end{aligned}\quad (26)$$

siendo:

- ΔP_i : Desvío o *mismatch* de potencia activa en el nudo i .
- ΔQ_i : Desvío o *mismatch* de potencia reactiva en el nudo i .
- P_{net_i} : Potencia activa neta inyectada especificada en el nudo i .
- Q_{net_i} : Potencia reactiva neta inyectada especificada en el nudo i .
- P_i : Potencia activa neta inyectada calculada en el nudo i .
- Q_i : Potencia reactiva neta inyectada calculada en el nudo i .

Las variables de estado del sistema son por tanto:

$$x = [\theta_2 \ \theta_3 \ \theta_4 \dots \theta_n \ V_2 \ V_3 \ V_4 \dots V_n]^T \quad (27)$$

En donde n es el número de nudos. Dado que la sensibilidad que se quiere estudiar es la de las pérdidas cuando varía la potencia inyectada neta, la variable en estudio será ésta, es decir:

$$u = [P_{net_2} \ P_{net_3} \ P_{net_4} \dots P_{net_n} \ Q_{net_2} \ Q_{net_3} \ Q_{net_4} \dots Q_{net_n}]^T \quad (28)$$

Las pérdidas de potencia activa se pueden calcular sumando las inyecciones de potencia en todos los nudos tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Pérdidas(x, u) = L(x, u) = \sum_{i=1}^n V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (29)$$

Usando la aproximación de Taylor de segundo orden y haciendo $W(x, u) = L(x, u)$ se tiene:

$$\Delta L = \Delta W = W_x \Delta x + W_u \Delta u + \frac{1}{2} \Delta x^T W_{xx} \Delta x + \frac{1}{2} \Delta u^T W_{uu} \Delta u + \Delta u^T W_{ux} \Delta x \quad (30)$$

Los gradientes W_x y W_u vienen dados por:

$$\begin{aligned}
 W_x &= \left[\frac{\partial L}{\partial \theta} \quad \frac{\partial L}{\partial V} \right] \\
 W_u &= \left[\frac{\partial L}{\partial P_{neta}} \quad \frac{\partial L}{\partial Q_{neta}} \right]
 \end{aligned}
 \tag{31}$$

en donde:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial L}{\partial \theta_i} &= -2V_i \sum_{j=1}^n V_j G_{ij} \sin \theta_{ij} \\
 \frac{\partial L}{\partial V_i} &= 2 \sum_{j=1}^n V_j G_{ij} \cos \theta_{ij} \\
 \frac{\partial L}{\partial P_{neta_i}} &= 0 \\
 \frac{\partial L}{\partial Q_{neta_i}} &= 0
 \end{aligned}
 \tag{32}$$

Las matrices Hessianas vienen dadas por:

$$\begin{aligned}
 W_{xx} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial \theta^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial \theta \partial V} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial V \partial \theta} & \frac{\partial^2 L}{\partial V^2} \end{bmatrix} \\
 W_{uu} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial P_{neta}^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial P_{neta} \partial Q_{neta}} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial Q_{neta} \partial P_{neta}} & \frac{\partial^2 L}{\partial Q_{neta}^2} \end{bmatrix} \\
 W_{ux} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial P_{neta} \partial \theta} & \frac{\partial^2 L}{\partial P_{neta} \partial V} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial Q_{neta} \partial \theta} & \frac{\partial^2 L}{\partial Q_{neta} \partial V} \end{bmatrix}
 \end{aligned}
 \tag{33}$$

en donde:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial^2 L}{\partial \theta^2} &= -2V_i \frac{1}{2} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_j G_{ij} \cos \theta_{ij} \\
\frac{\partial^2 L}{\partial \theta_i \partial \theta_j} &= 2V_i V_j G_{ij} \cos \theta_{ij} \\
\frac{\partial^2 L}{\partial \theta_i \partial V_i} &= -2 \sum_{j=1}^n V_j G_{ij} \sin \theta_{ij} \\
\frac{\partial^2 L}{\partial \theta_i \partial V_j} &= -2V_i G_{ij} \sin \theta_{ij} \\
\frac{\partial^2 L}{\partial V_i^2} &= 2G_{ii} \\
\frac{\partial^2 L}{\partial V_i \partial V_j} &= 2G_{ij} \cos \theta_{ij} \\
W_{uu} &= \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \\
W_{ux} &= \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{34}$$

Por tanto la ecuación (30) puede escribirse como:

$$\Delta L = A \Delta u + \frac{1}{2} \Delta u^T D \Delta u \tag{35}$$

siendo:

$$\begin{aligned}
A &= W_x F_x^{-1} \\
D &= \left(F_x^{-1} \right)^T W_{xx} F_x^{-1}
\end{aligned} \tag{36}$$

La ecuación (35) permite estimar la variación que sufren las pérdidas, respecto al flujo de cargas de referencia cuando se varía la potencia inyectada neta en cada nudo. Calculando las pérdidas para una determinada hora por medio del flujo de cargas, se estiman las pérdidas en las restantes utilizando para ello las sensibilidades calculadas.

El problema de este algoritmo reside en que la aproximación que se obtienen con las sensibilidades es buena únicamente en las cercanías del punto que se toma como referencia, es decir, para cambios pequeños en la potencia neta especificada. En los diversos escenario de GD, la potencia neta horaria especificada varía mucho respecto del valor que se toma como referencia, lo cual produce inexactitud de los resultados. La calidad de los resultados depende de cuánto varía la potencia neta inyectada especificada respecto al valor de la hora de referencia.

5. Flujos de cargas por períodos tarifarios

El último de los algoritmos que se probaron con el objeto de reducir la carga computacional fue la de estimar las pérdidas anuales a partir de las pérdidas calculadas en períodos representativos del año. Esto es: agrupando las diversas horas del año en períodos que presentan similitud, como por ejemplo períodos estacionales, calcular las pérdidas para el valor medio de potencia neta inyectada de cada período. Las pérdidas anuales se calculan suponiendo que las pérdidas medias calculadas en cada período permanecen constantes en cada hora de dicho período.

Para la clasificación de las horas del año se tomó como referencia la clasificación por períodos horarios de las tarifas vigentes en España. En la Tabla 11 se muestran dichos períodos según el decreto de tarifas por el que se establecen las tarifas de acceso (Ministerio de Economía, 2001).

Tabla 11. Períodos horarios de las tarifas de acceso.

Período tarifario	Tipo de día			
	Tipo A (horas)	Tipo B (horas)	Tipo C (horas)	Tipo D (horas)
1	16-22	-	-	-
2	8-16 22-24	-	-	-
3	-	9-15	-	-
4	-	8-9 15-24	-	-
5	-	-	8-24	-
6	0-8	0-8	0-8	0-24

En la tabla anterior los días *Tipo A* corresponden a los días laborables de temporada alta (noviembre, diciembre, enero y febrero). Los días *Tipo B* hacen referencia a los días laborables de temporada media (marzo, abril, julio y octubre). Los días *Tipo C* corresponden a los días laborables de temporada baja (mayo, junio y septiembre). Por último, los días *Tipo D* hacen referencia a los sábados, domingos y festivos de todo el año así como todos los días del mes de agosto.

Con los valores horarios de demanda y producción de GD es posible calcular el valor medio de potencia inyectada neta para cada uno de los siete períodos tarifarios. Esto se hace agrupando los valores horarios que corresponden a cada período y calculando el valor promedio para cada período. Con estos valores promedios es necesario únicamente calcular seis flujos de cargas para representar un año completo. Las pérdidas anuales totales se obtienen por medio de una suma ponderada de las pérdidas obtenidas en cada período. El peso de cada período viene dado por el número de horas que le corresponde a cada período

ANEXO 3

RESULTADOS COMPLEMENTARIOS DEL IMPACTO DE LA GD EN PÉRDIDAS

En este anexo se presentan los resultados para los alimentadores que no se presentaron en el capítulo 3: Semi-rural *cluster* 2, semi-rural *cluster* 3, rural *cluster* 4, rural *cluster* 5, urbano *cluster* 6 y urbano *cluster* 7.

1. Perfil de demanda

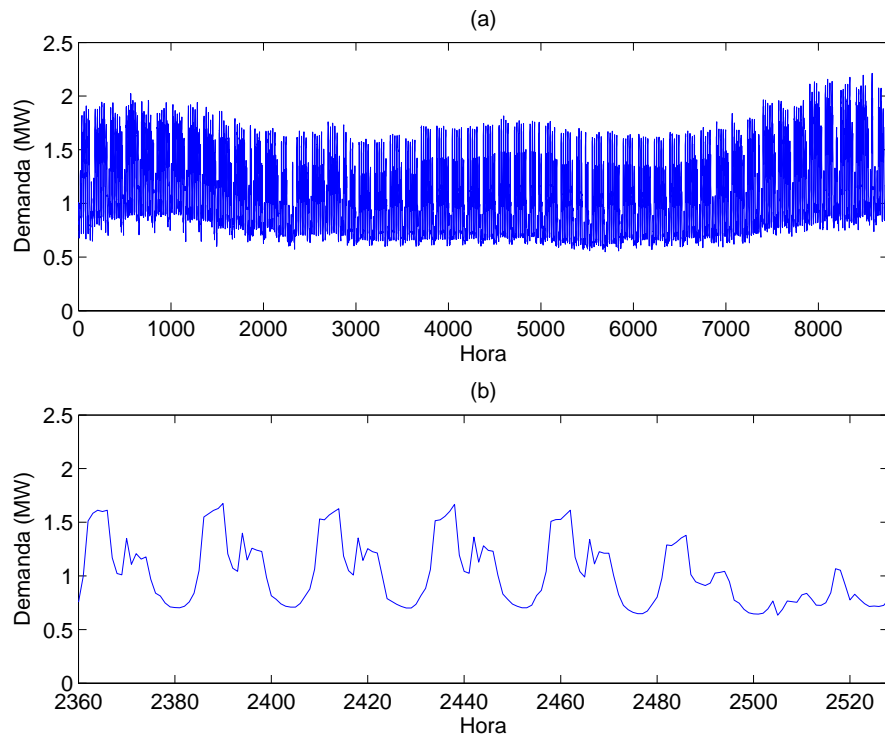
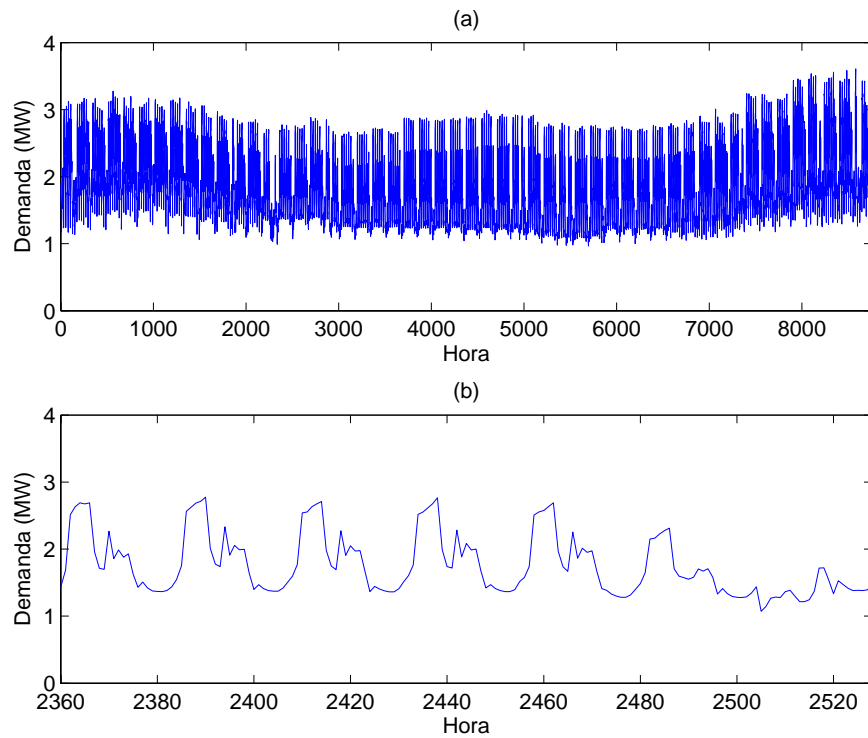
En las siguientes seis figuras se presenta el perfil de demanda en los diversos alimentadores. Las dos primeras figuras corresponden a alimentadores tipo semi-rural (*cluster 2* y *cluster 3*), las dos siguientes a alimentadores tipo rural (*cluster 4* y *cluster 5*) y las dos últimas a alimentadores tipo urbano (*cluster 5* y *cluster 7*).

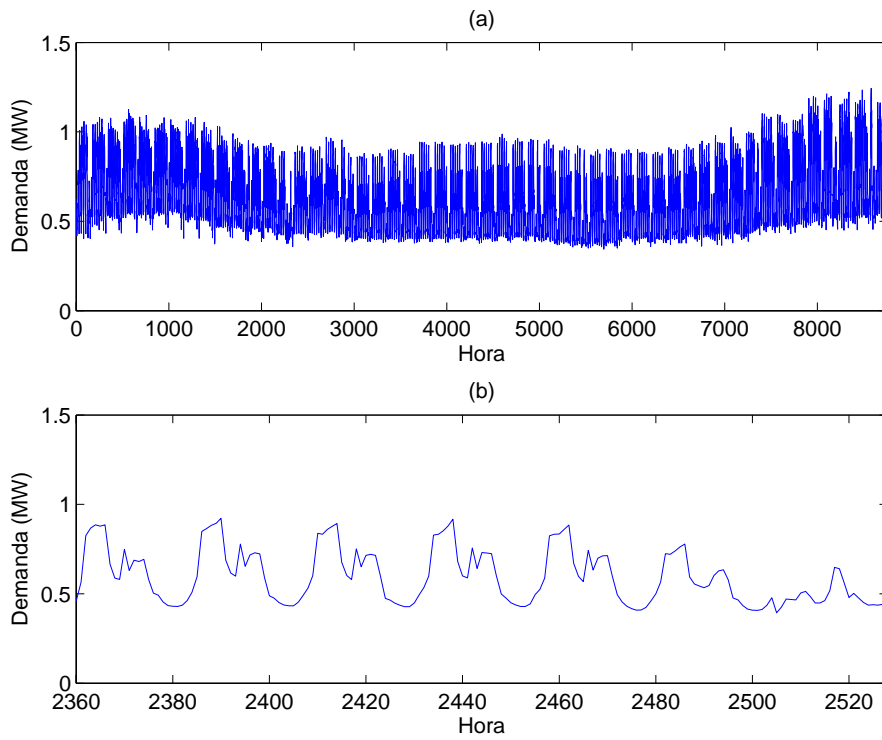
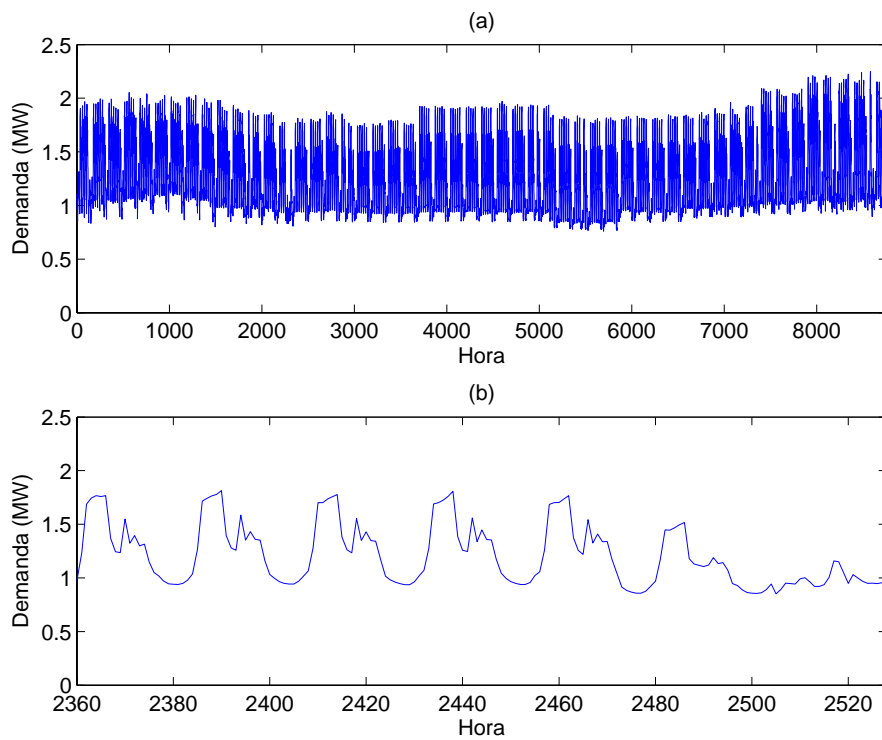
Para entender el comportamiento de la demanda en cada alimentador es necesario tener en cuenta que los perfiles que se usaron para representar a cada cliente atienden únicamente al tipo de tarifa y no distinguen entre clientes de la misma tarifa y diferente tipo de zona (urbana, semi-rural o rural). Por ejemplo, el perfil de consumo de un cliente con tarifa 2.0 es el mismo ya sea que se encuentre en una red urbana o en una red rural. La diferencia en los perfiles agregados de cada *cluster* se debe únicamente a la cantidad de clientes de una u otra tarifa conectada en cada *cluster*. De ahí la similitud de los perfiles de todos los alimentadores.

Debido al papel importante que juega la demanda, sería muy interesante realizar un estudio para conseguir datos más precisos y realistas de la demanda que caractericen mejor la diferencia entre distintos tipos de alimentadores. Esto queda para un futuro desarrollo de la tesis.

A pesar de la dificultad de distinguir entre perfiles de consumo según el tipo de alimentador, se pueden notar algunas diferencias principalmente entre los alimentadores con características rurales (semi-rurales y rurales) y los alimentadores con características urbanas. En los alimentadores semi-rurales y rurales, se puede observar poca estacionalidad a lo largo del año y, a nivel horario, un pico de demanda al mediodía y un pequeño remonte de la demanda en las últimas horas de la tarde. Esto es debido a una mayor cantidad de carga industrial con un fuerte consumo durante las horas laborables, que se mantiene más o menos constante a lo largo del año.

En los alimentadores con características urbanas, se observa una mayor estacionalidad respecto de los alimentadores anteriores, produciéndose un fuerte descenso de la demanda en el período estival. En el comportamiento horario, se puede observar que estos alimentadores presentan un pico de demanda al mediodía y un remonte importante de la demanda en las últimas horas de la tarde, cercano incluso al pico del mediodía. Este comportamiento es debido al mayor peso que tienen en este tipo de alimentadores los consumidores con tarifa 2.0, 2.0N, 3.0 y 4.0 lo cual produce una mayor carga de alumbrado tanto a nivel comercial como residencial así como una mayor carga de equipos de calefacción en el período invernal.

Figura 16. Demanda agregada en el alimentador semi-rural *cluster 2*.Figura 17. Demanda agregada en el alimentador semi-rural *cluster 3*.

Figura 18. Demanda agregada en el alimentador rural *cluster* 4.Figura 19. Demanda agregada en el alimentador rural *cluster* 5.

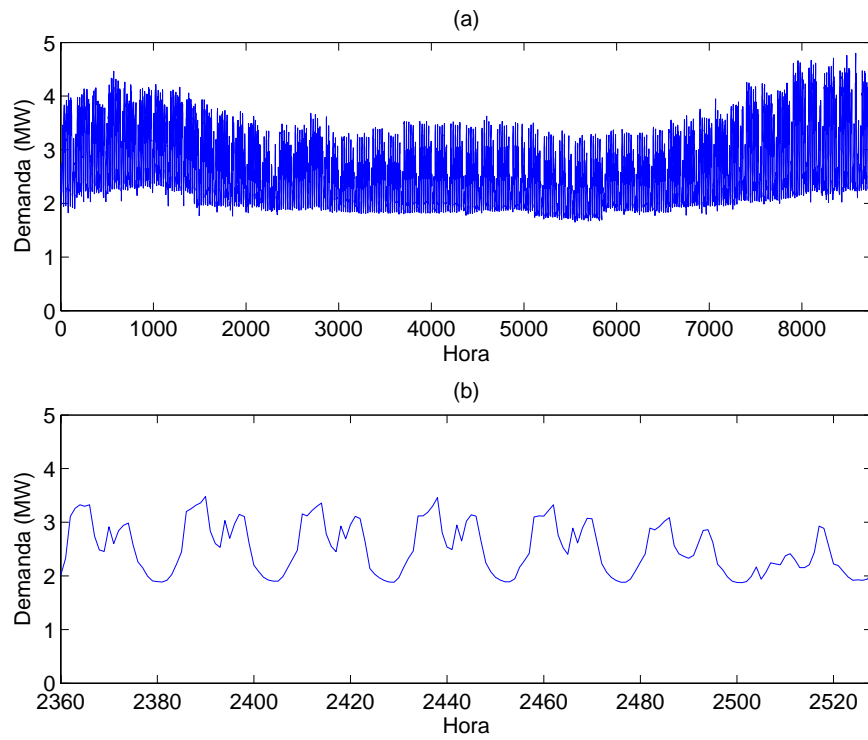


Figura 20. Demanda agregada en el alimentador urbano *cluster 6*.

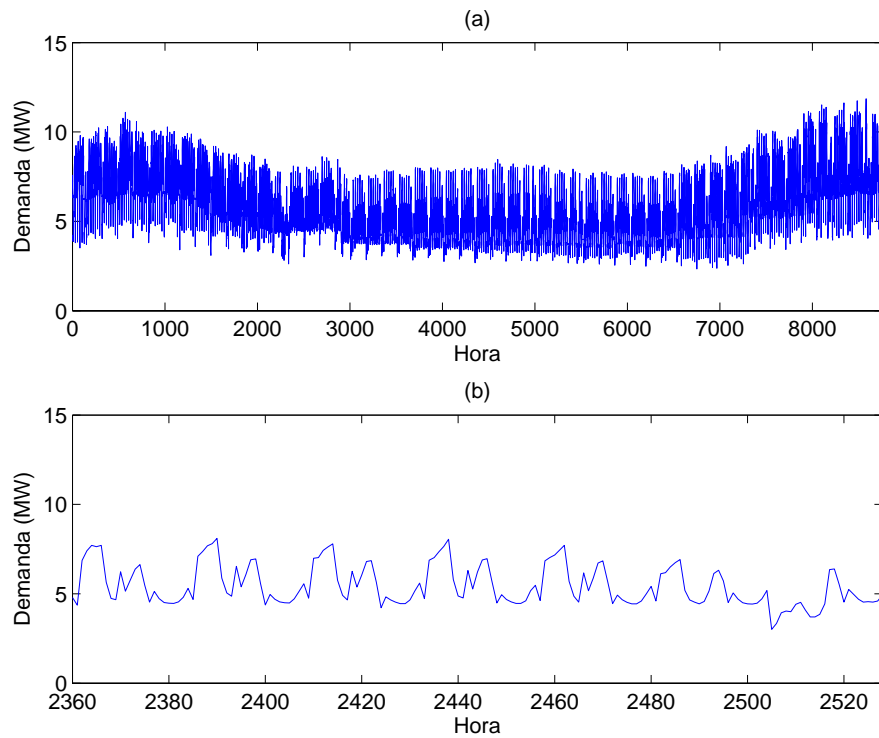


Figura 21. Demanda agregada en el alimentador urbano *cluster 7*.

2. Resultados

En las figuras que se presentan en esta sección se muestran los resultados del impacto de las diversas tecnologías de GD en las pérdidas en los diversos escenarios de dispersión. Las tablas que se muestran a continuación muestran los nudos en los cuales se instaló la GD en cada tipo de alimentador.

Tabla 12. Nudos de instalación de la GD en el alimentador semi-rural *cluster 2*.

Escenario	nudos
Ideal	2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 19, 21, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 33, 35, 36, 37, 39, 41, 42, 44, 46, 48, 50, 52, 54, 55, 56, 58, 60, 62 y 63
Semi-ideal	2, 4, 7, 9, 11, 14, 16, 19, 22, 26, 30, 33, 36, 39, 42, 46, 50, 54, 56, 60 y 63
3GDs	22, 42 y 56
1 GD (a)	22
1 GD (b)	42
1 GD (c)	56

Tabla 13. Nudos de instalación de la GD en el alimentador semi-rural *cluster 3*.

Escenario	nudos
Ideal	2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 17, 18, 20, 22, 24, 27, 29, 30, 32, 34, 36 y 37
Semi-ideal	2, 4, 6, 8, 10, 12, 17, 20, 24, 29, 32 y 36
3GDs	18, 30 y 37
1 GD (a)	18
1 GD (b)	30
1 GD (c)	37

Tabla 14. Nudos de instalación de la GD en el alimentador rural *cluster 4*.

Escenario	nudos
Ideal	2, 3, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 24, 26, 27, 28, 30, 32, 33, 35, 37, 39, 41, 43, 45, 46, 47, 49, 51, 53 y 54
Semi-ideal	2, 5, 7, 10, 13, 17, 21, 24, 27, 30, 33, 37, 41, 45, 47, 51 y 54
3GDs	13, 33 y 47
1 GD (a)	13
1 GD (b)	33
1 GD (c)	47

Tabla 15. Nudos de instalación de la GD en el alimentador rural *cluster 5*.

Escenario	nudos
Ideal	3, 5, 7, 10, 12, 13, 15, 17, 19, 22, 24, 25, 27, 29, 31 y 32
Semi-ideal	3, 7, 12, 15, 19, 24, 27, y 31
3GDs	13, 25 y 32
1 GD (a)	13
1 GD (b)	25
1 GD (c)	32

Tabla 16. Nudos de instalación de la GD en el alimentador urbano *cluster 6*.

Escenario	nudos
Ideal	2, 3, 4, 5, 6 y 7
Semi-ideal	2, 4, y 6
3GDs	3, 5 y 7
1 GD (a)	3
1 GD (b)	5
1 GD (c)	7

Tabla 17. Nudos de instalación de la GD en el alimentador urbano *cluster 7*.

Escenario	nudos
Ideal	2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12 y 13
Semi-ideal	2, 4, 6, 9, 11 y 13
3GDs	5, 10 y 13
1 GD (a)	5
1 GD (b)	10
1 GD (c)	13

Las figuras 7 a 12 presentan los resultados agrupados por tipo de tecnología, pudiendo comparar el impacto de la concentración y localización de la GD en el alimentador. En estas figuras se puede observar que el comportamiento de las pérdidas debido a la instalación de GD es bastante similar en todos los alimentadores, variando únicamente en el mínimo alcanzado y en un factor de forma horizontal. En todos los alimentadores se puede observar que una mayor concentración lleva a que las pérdidas aumenten más rápido que cuando la GD está más dispersa.

La similitud de los resultados es debida a que los perfiles que se usaron para representar a cada cliente atienden únicamente al tipo de tarifa y no distinguen entre clientes de la misma tarifa y diferente perfil de consumo, tal como se describió en la sección 1.

Las figuras 13 a 18 presentan los mismos resultados pero agrupando cada gráfica por escenario de dispersión, pudiéndose comparar entre ellas las distintas tecnologías en cada alimentador.

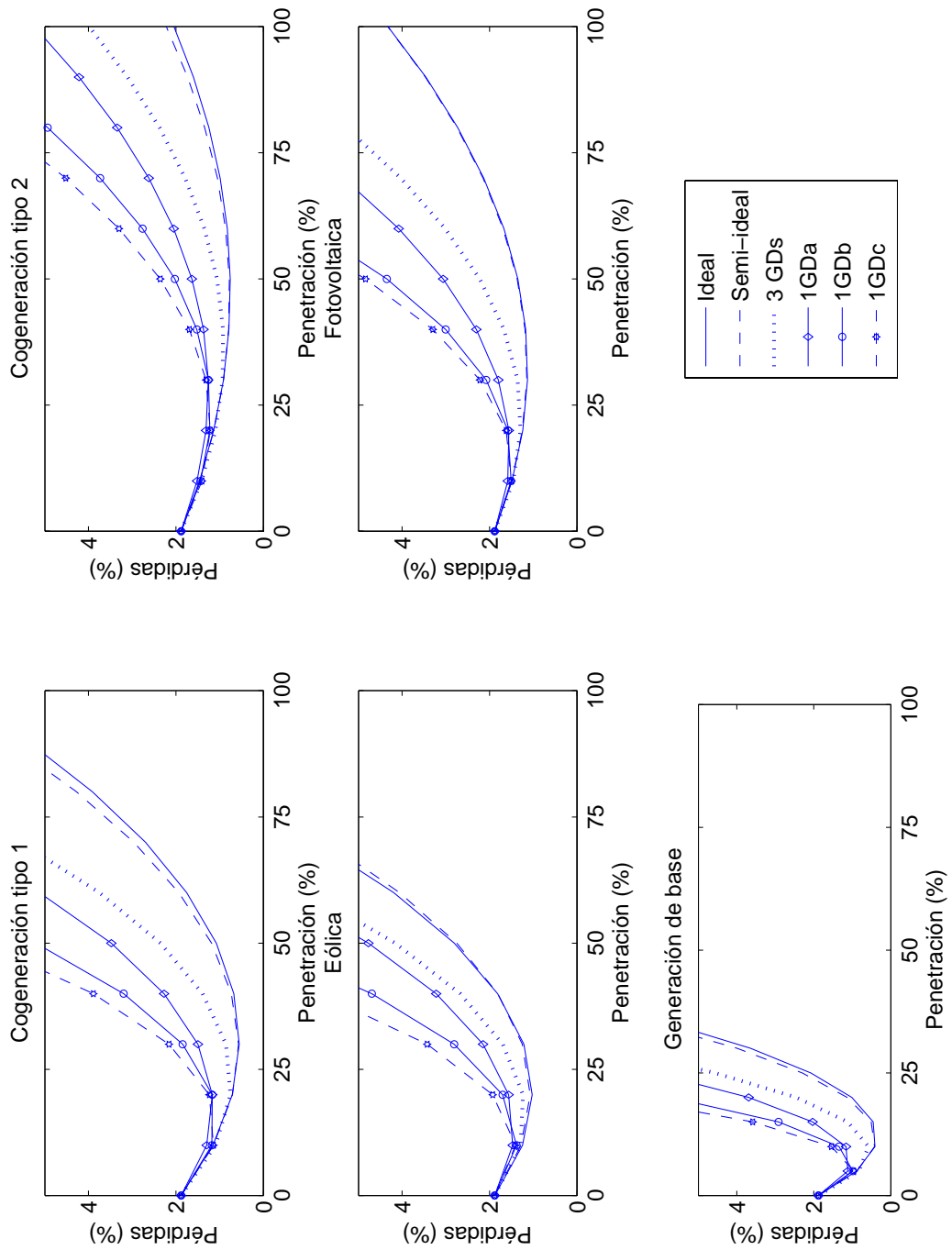


Figura 22. Resultados clasificados por tipo de tecnología en el alimentador semi-rural *cluster 2*.

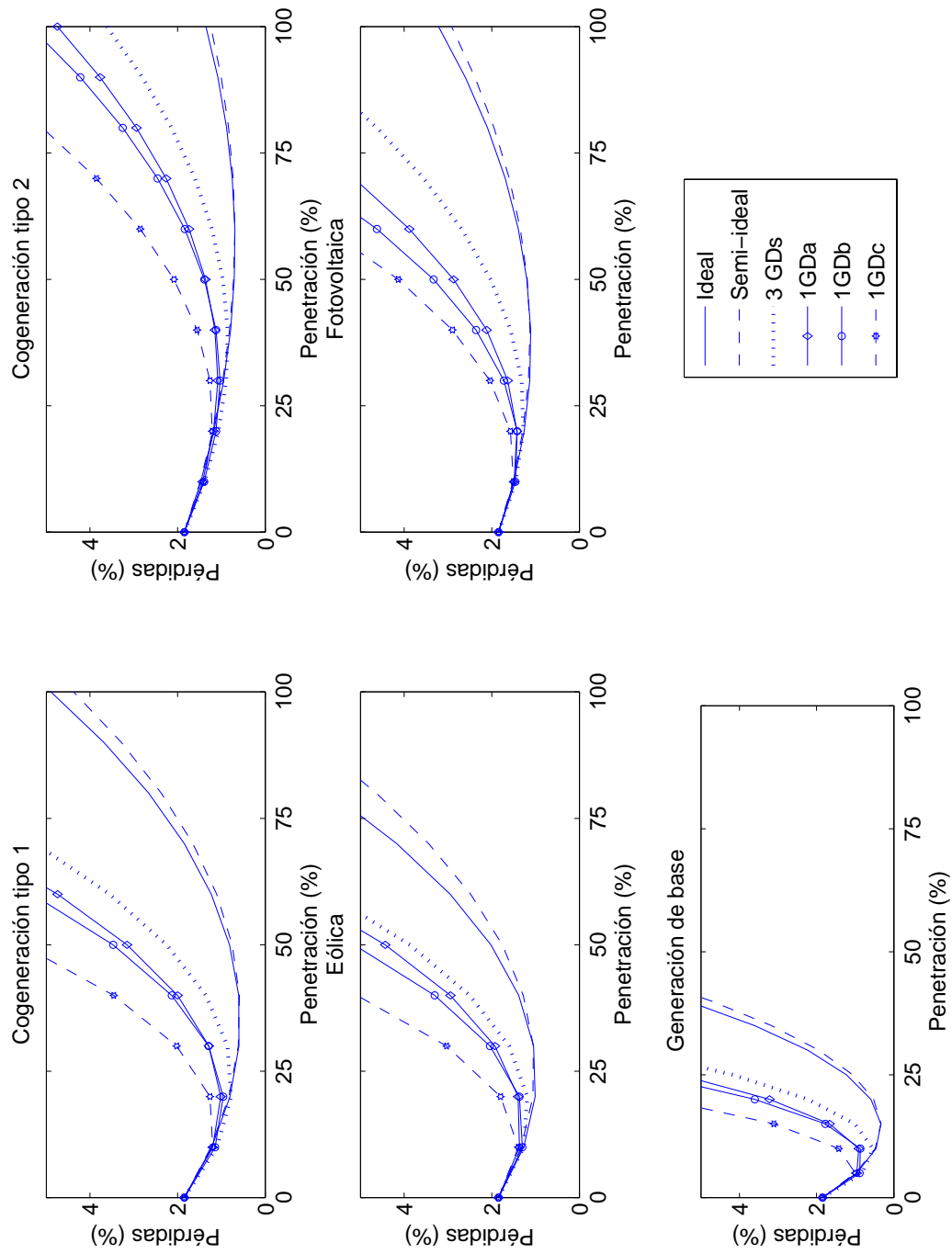


Figura 23. Resultados clasificados por tipo de tecnología en el alimentador semi-rural *cluster* 3.

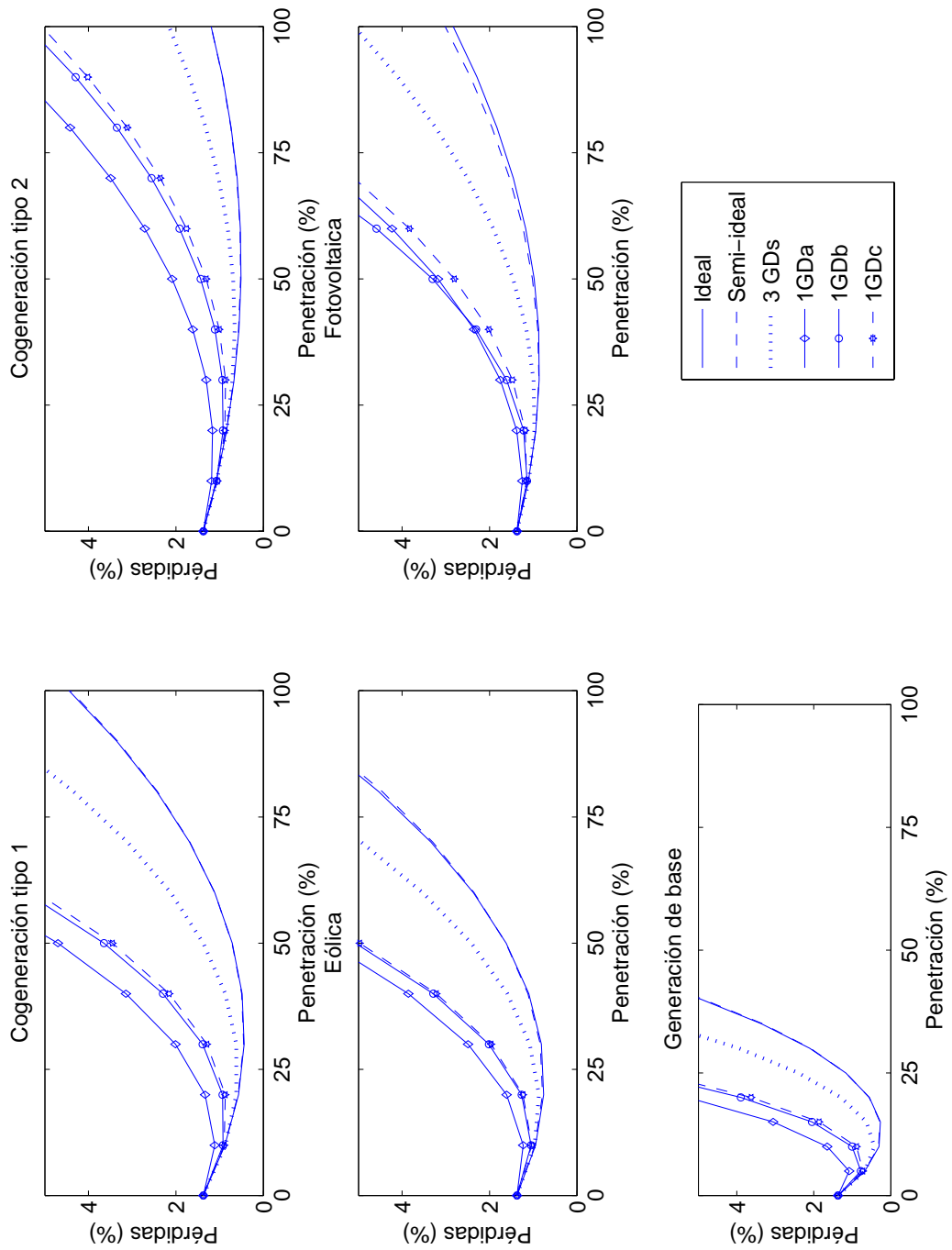


Figura 24. Resultados clasificados por tipo de tecnología en el alimentador rural *cluster* 4.

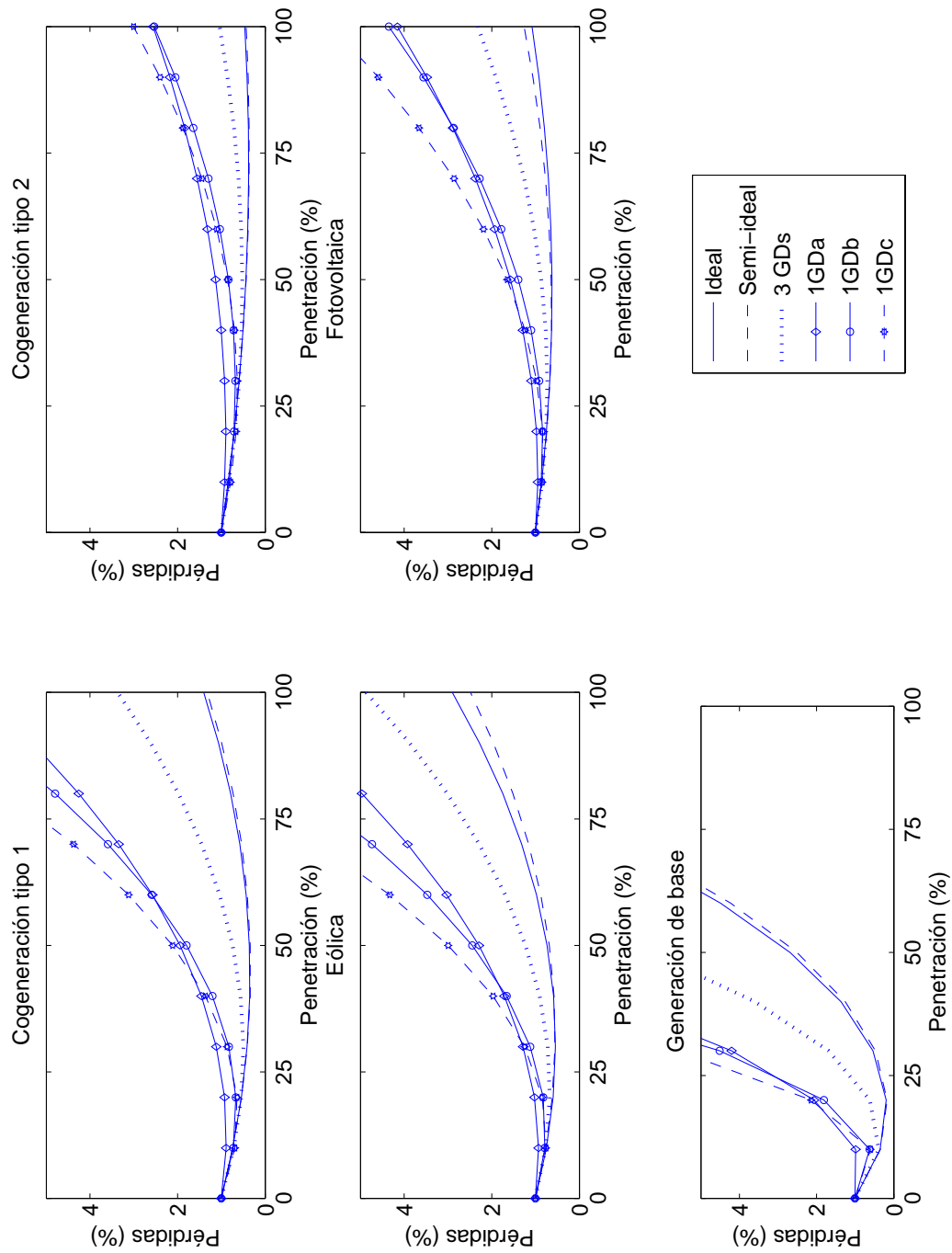


Figura 25. Resultados clasificados por tipo de tecnología en el alimentador rural *cluster 5*.

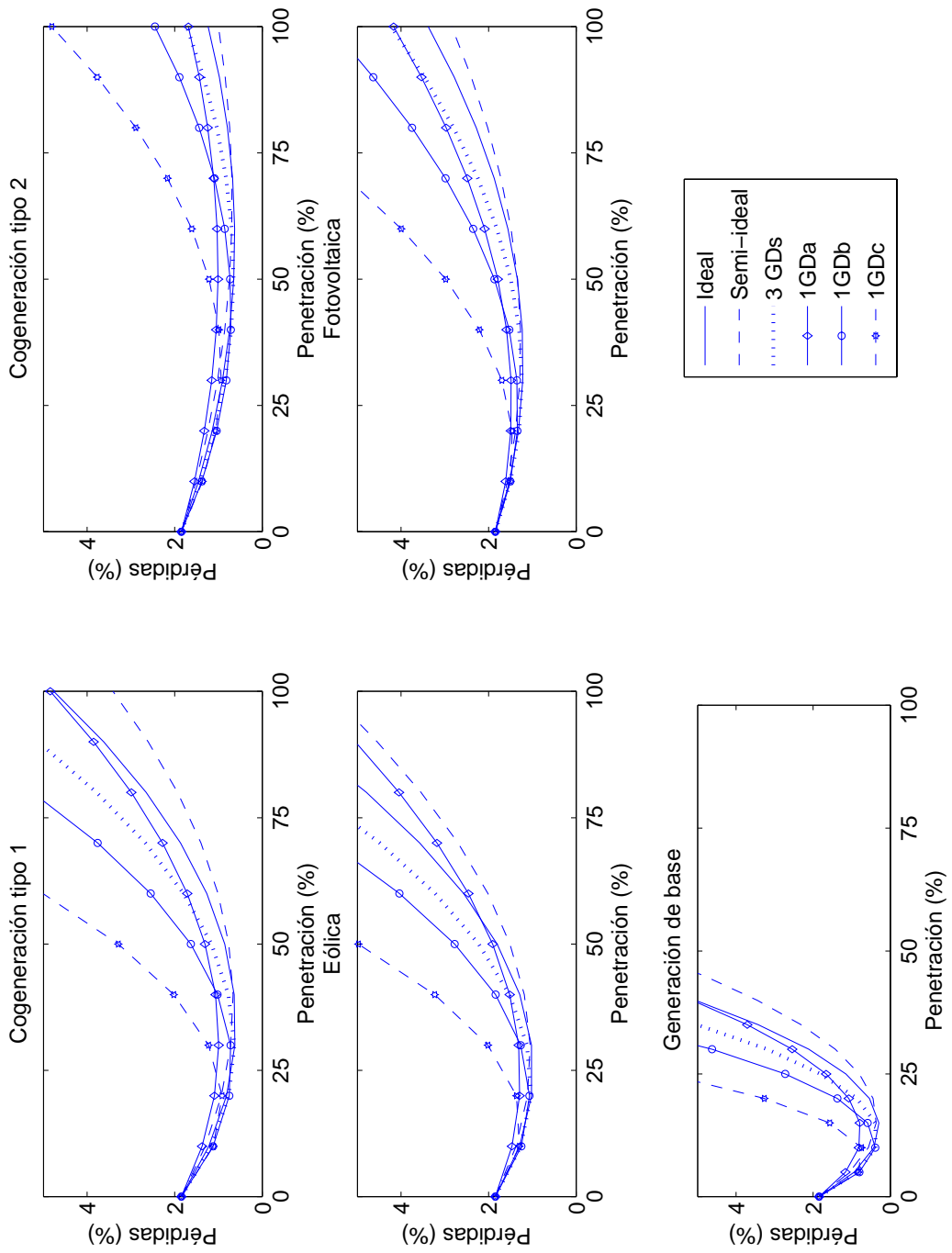


Figura 26. Resultados clasificados por tipo de tecnología en el alimentador urbano *cluster* 6.

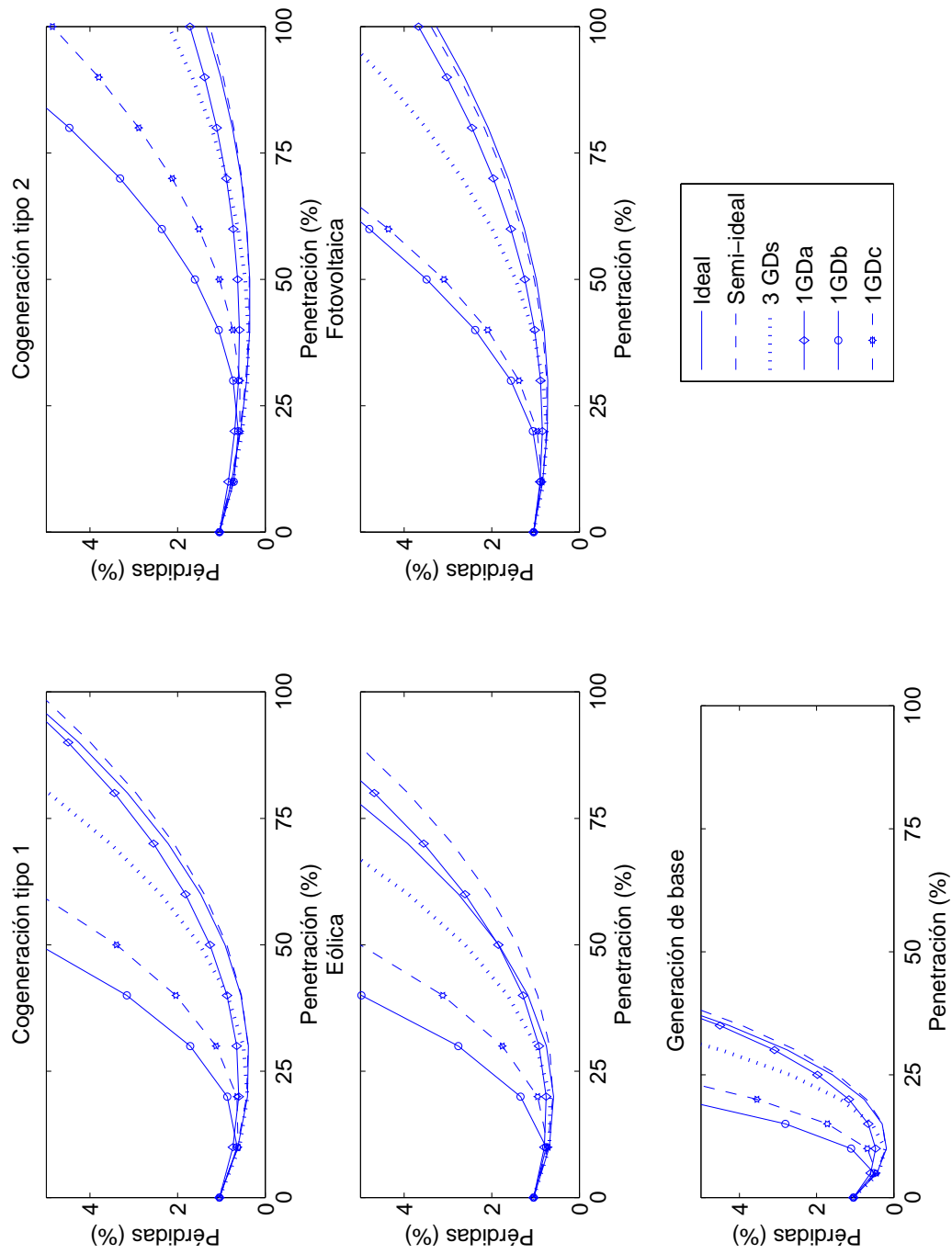


Figura 27. Resultados clasificados por tecnología en el alimentador urbano *cluster 7*.

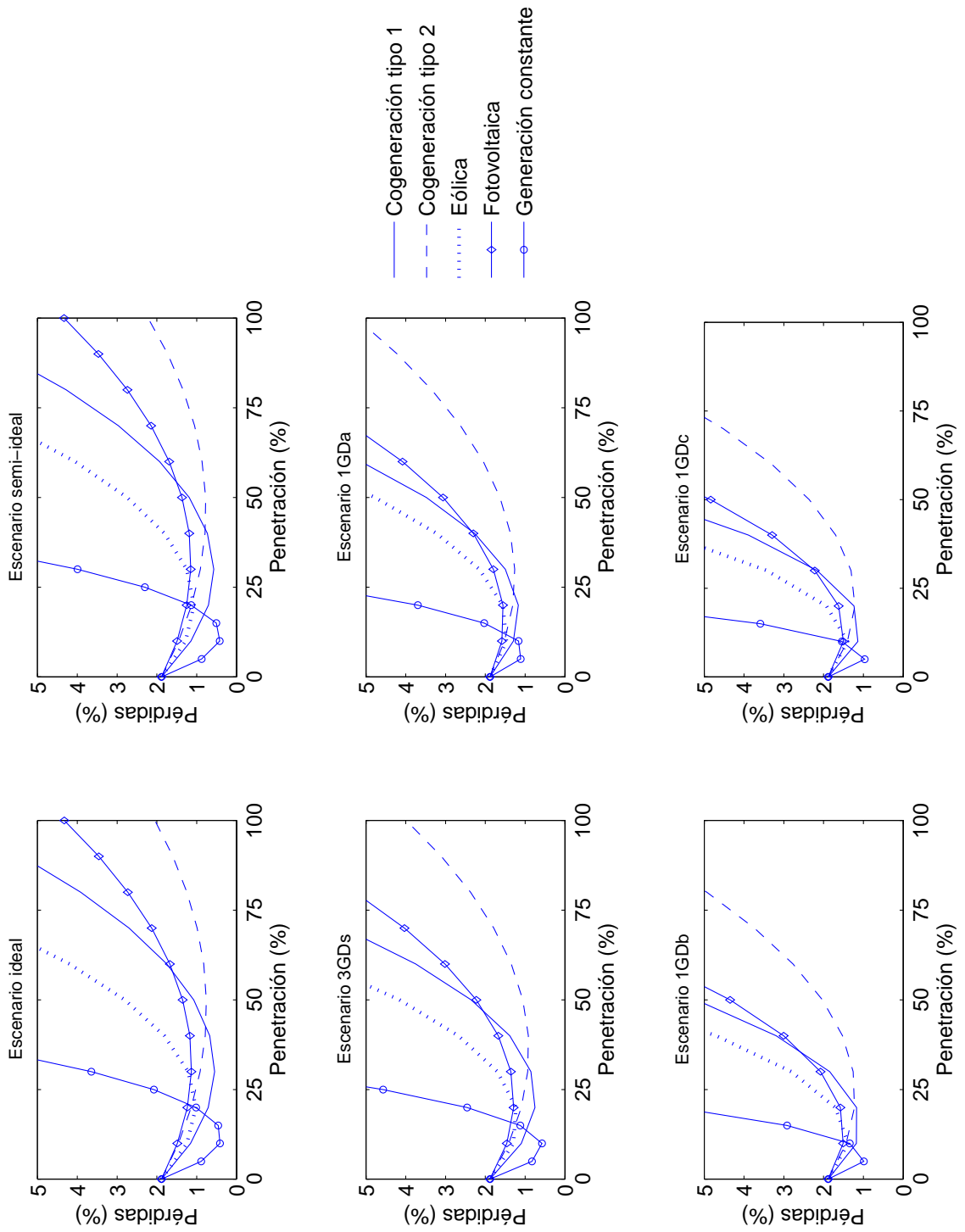


Figura 28. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador semi-rural cluster 2.

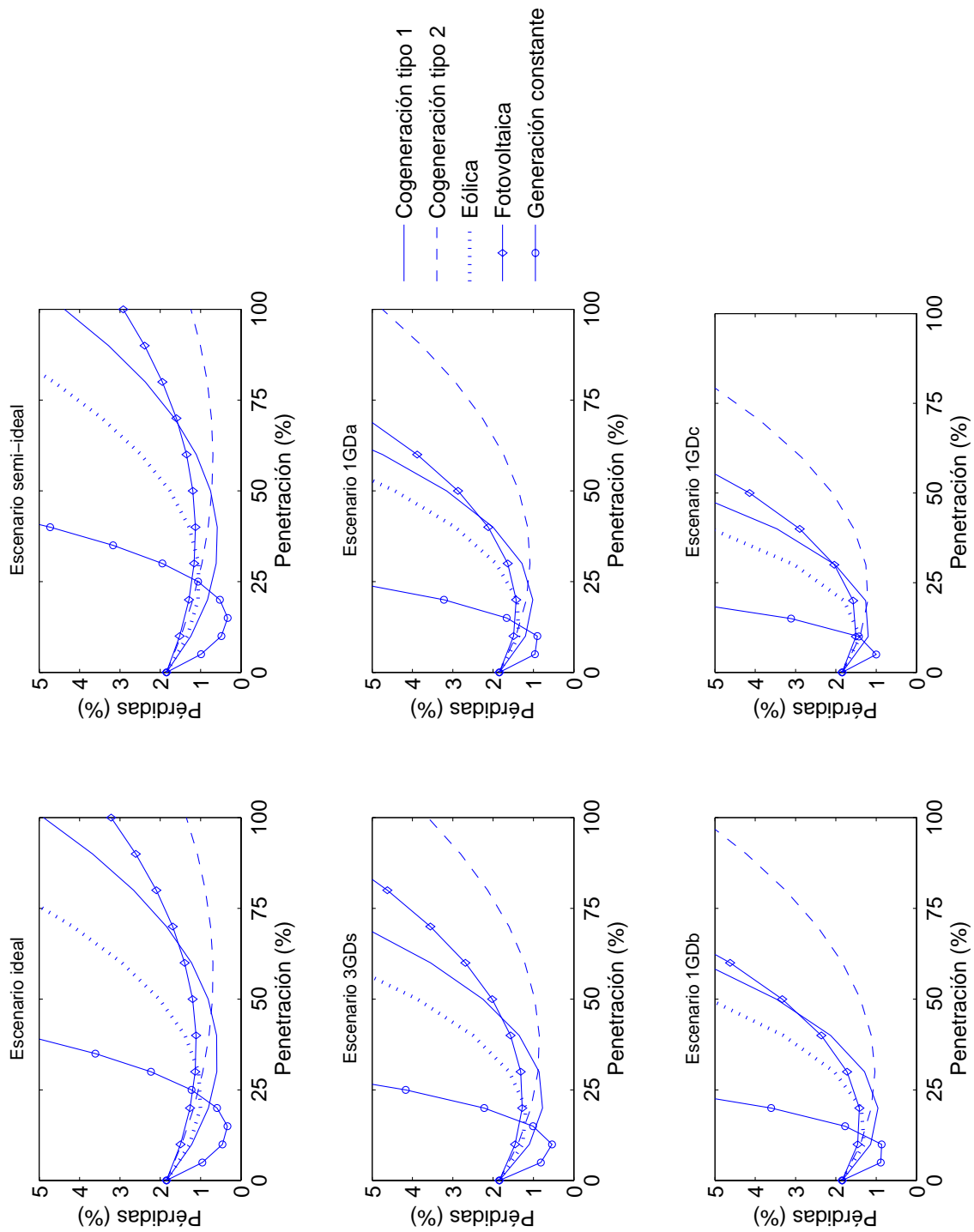


Figura 29. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador semi-rural *cluster* 3.

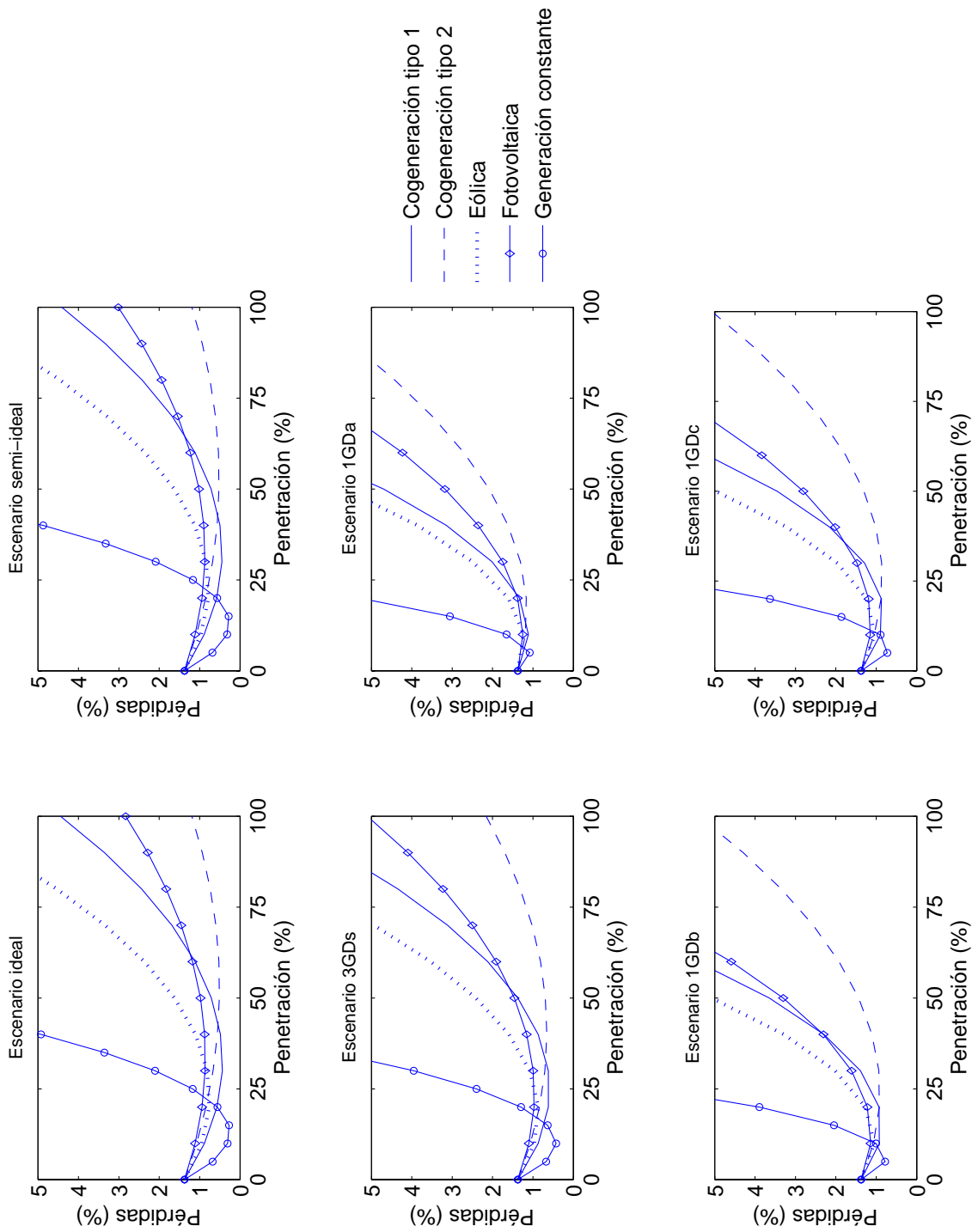


Figura 30. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador rural *cluster* 4.

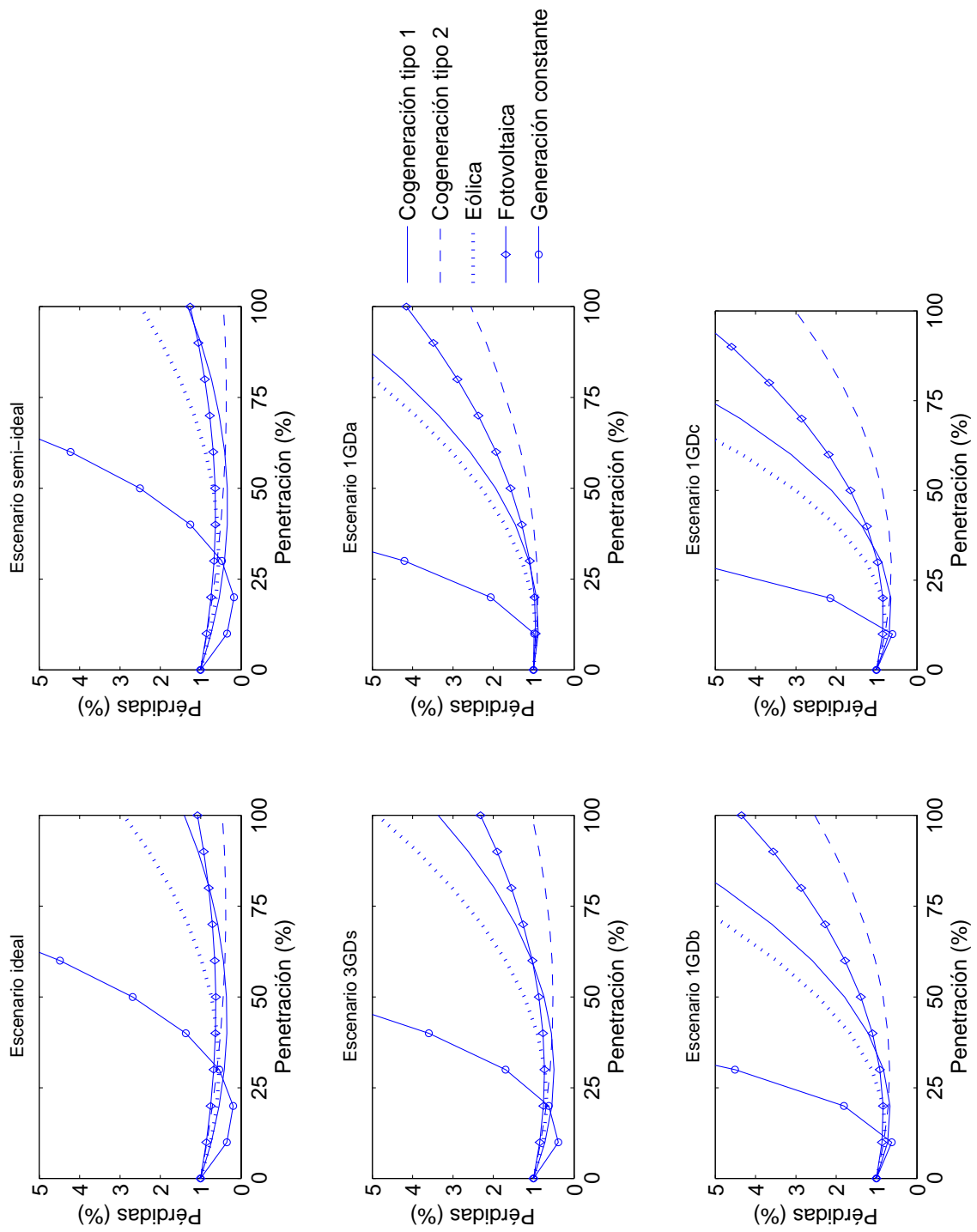


Figura 31. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador rural *cluster* 5.

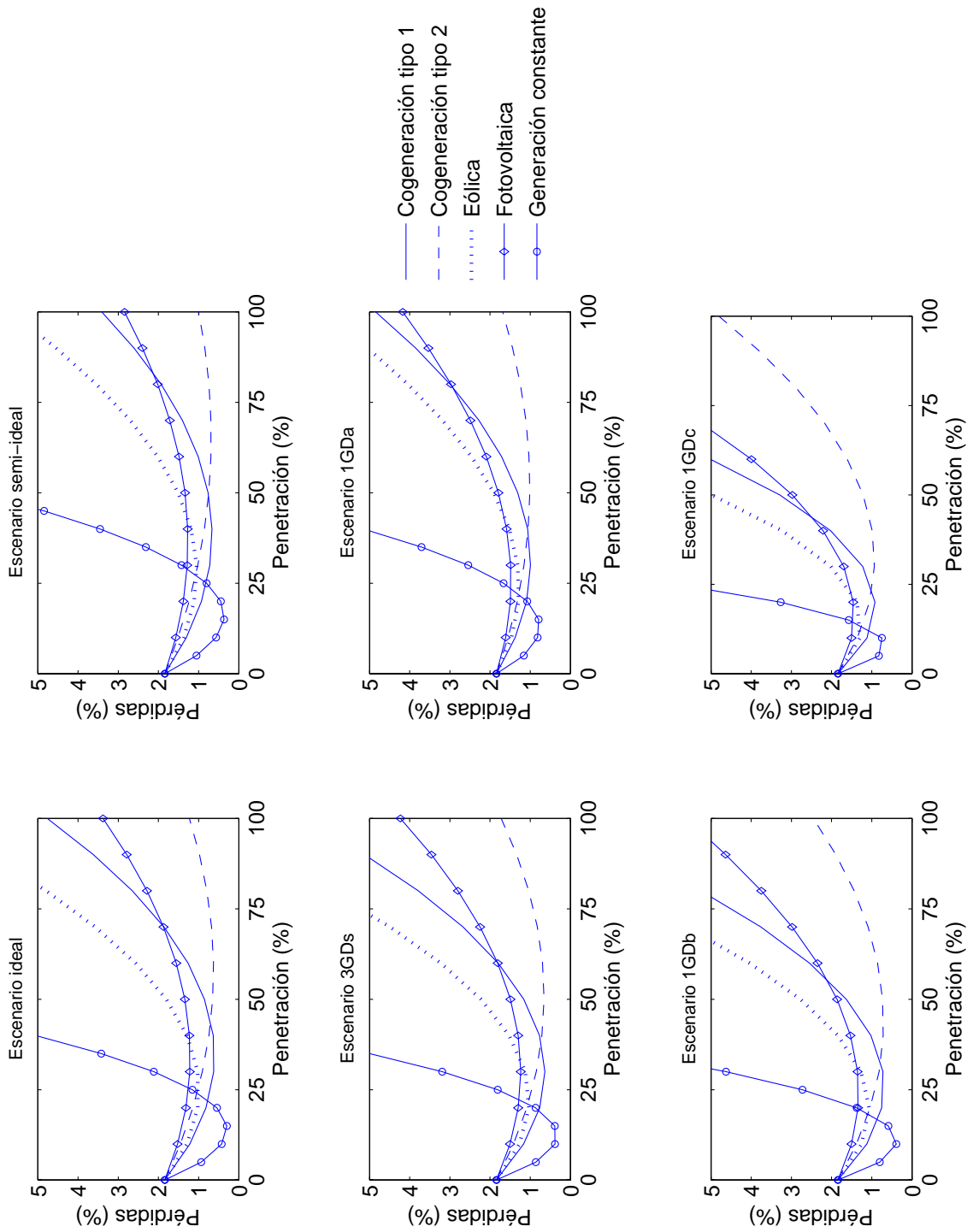


Figura 32. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador urbano *cluster* 6.

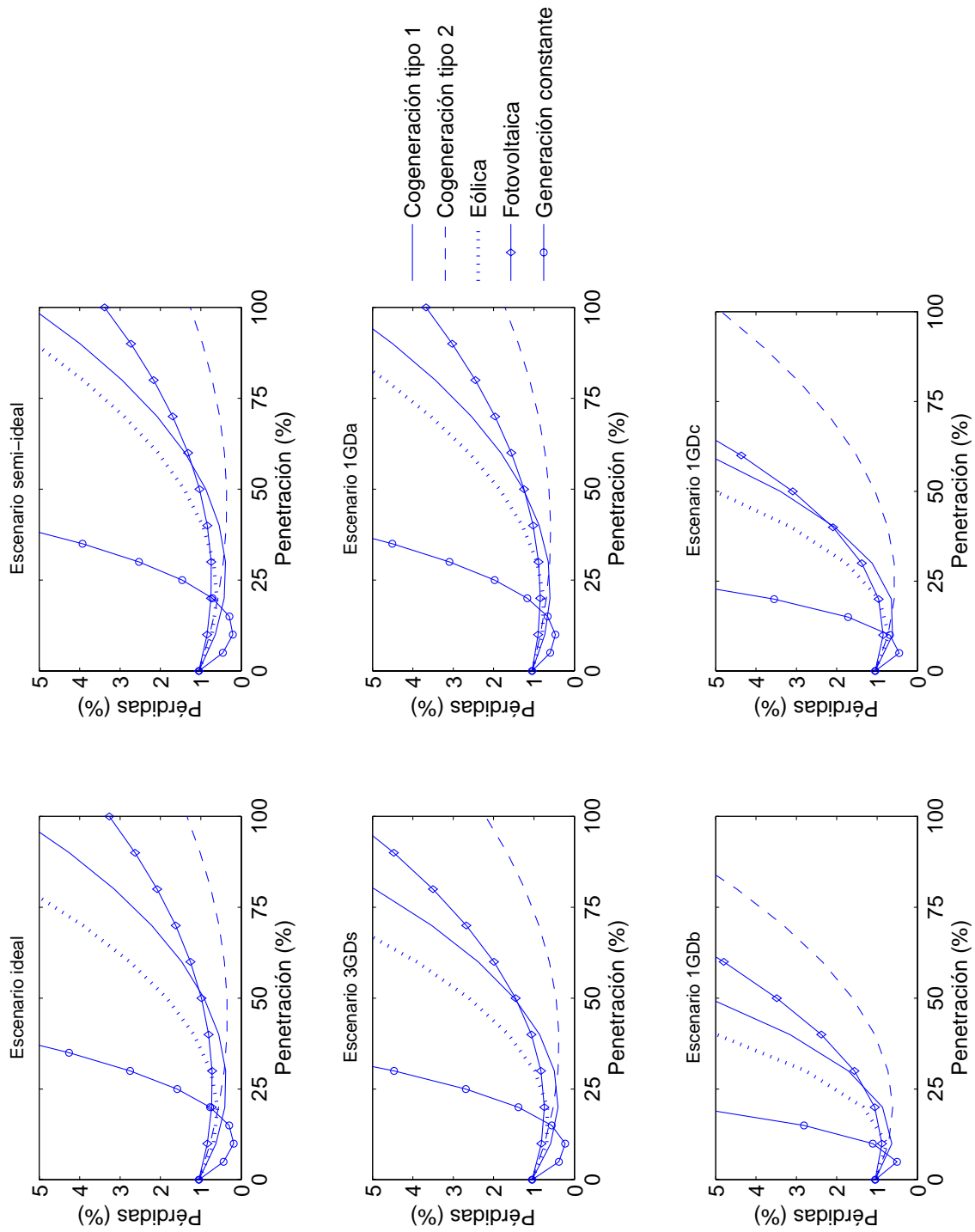


Figura 33. Resultados clasificados por escenario de dispersión en el alimentador urbano *cluster* 7.

ANEXO 4

RESULTADOS COMPLEMENTARIOS DEL IMPACTO DE LA GD EN INVERSIONES

En este anexo se presentan los resultados para los alimentadores que no se presentaron en el capítulo 4: Semi-rural *cluster* 2, Semi-rural *cluster* 3, rural *cluster* 4, rural *cluster* 5, urbano *cluster* 6 y urbano *cluster* 7.

1. Resultados

Los resultados cualitativos obtenidos en todos los alimentadores son bastante similares. Este comportamiento es debido a que la única diferencia entre un alimentador y otro es la demanda y dado que los perfiles utilizados para representar dicha demanda no distinguen entre tipo de alimentadores sino únicamente entre tipo de tarifa, los resultados obtenidos son bastante similares. Por ejemplo, el perfil de consumo de un cliente con tarifa 2.0 es el mismo ya sea que se encuentre en una red urbana o en una red rural. La diferencia en los perfiles agregados de cada *cluster* se debe únicamente a la cantidad de clientes de una u otra tarifa conectada en cada *cluster*.

Debido al papel importante que juega la demanda, sería muy interesante realizar un estudio para conseguir datos más precisos y realistas de la demanda que caractericen mejor la diferencia entre distintos tipos de alimentadores. Esto queda para un futuro desarrollo de la tesis.

1.1. Alimentador semi-rural *cluster 2*

En la siguiente figura, se muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función de la penetración de la GD para diversos valores de crecimiento de la demanda. Cada curva corresponde a un valor de crecimiento de la demanda, desde 170% hasta 270%, con incrementos del 10%.

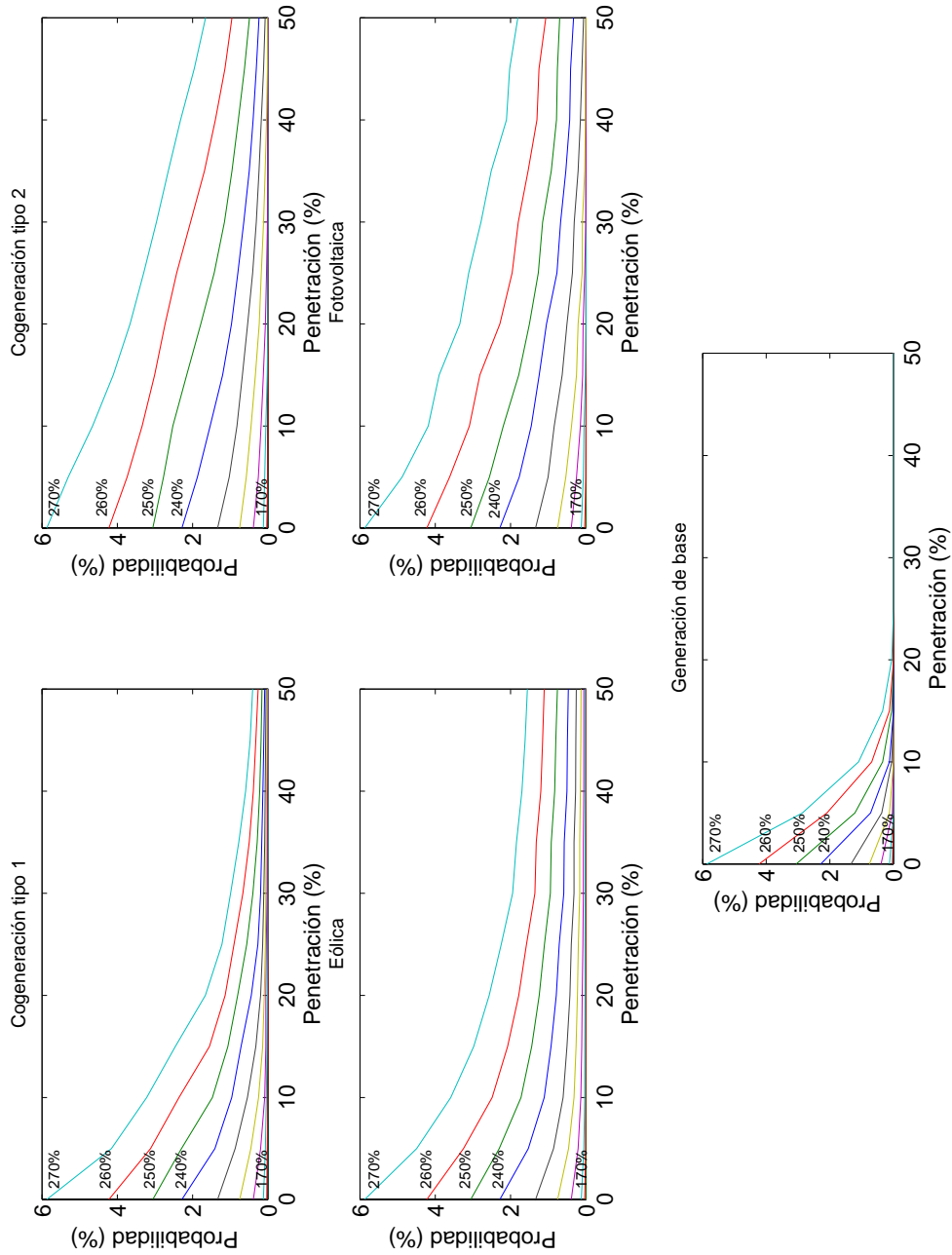


Figura 34. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La siguiente figura muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda diversos escenarios de penetración de la GD. Cada curva corresponde a un valor de penetración, desde 0% hasta 50%, con incrementos del 5%.

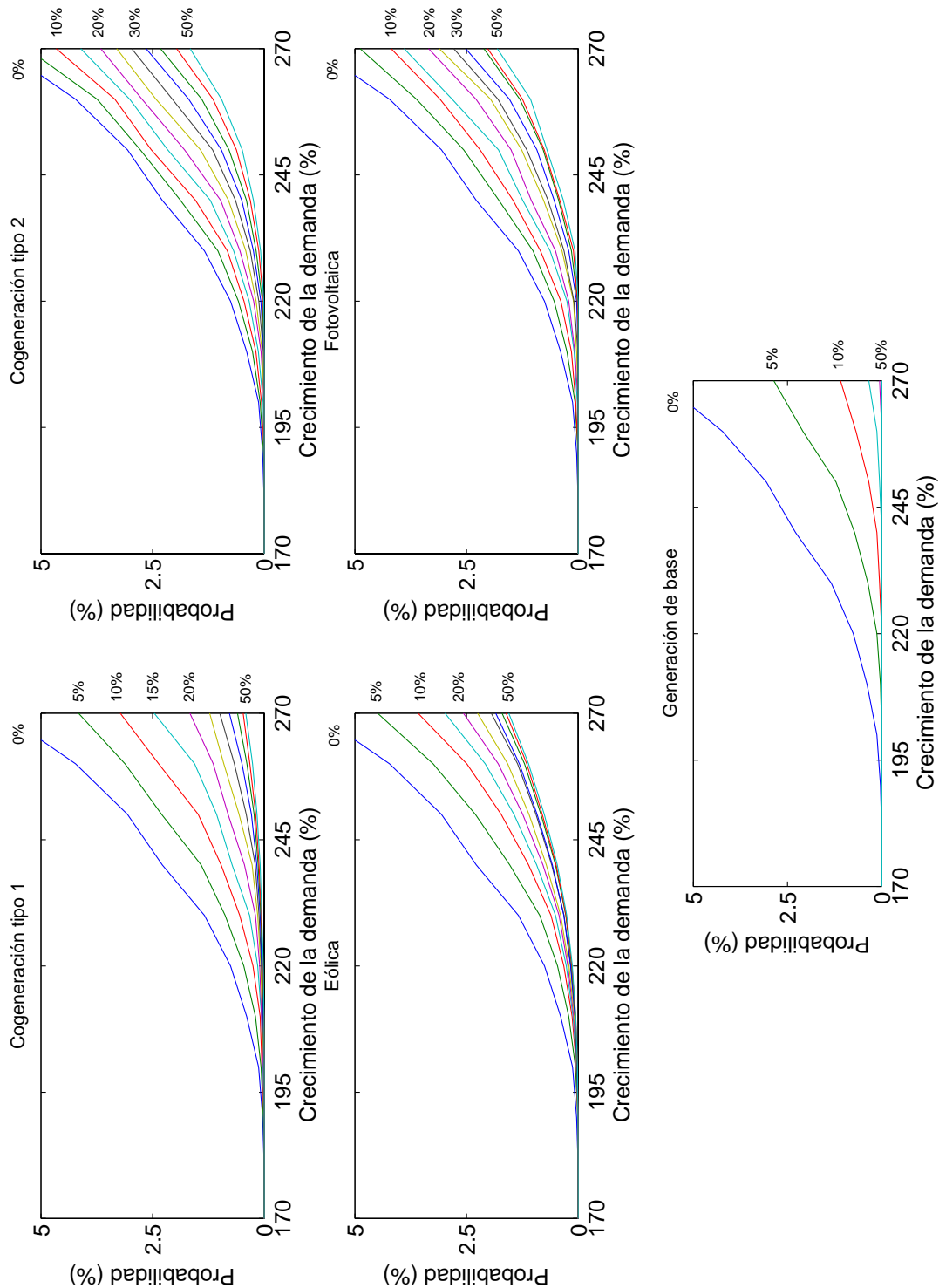


Figura 35. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La figura que se presenta a continuación muestra la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda para las diversas tecnologías, en diversos escenarios de penetración de la GD.

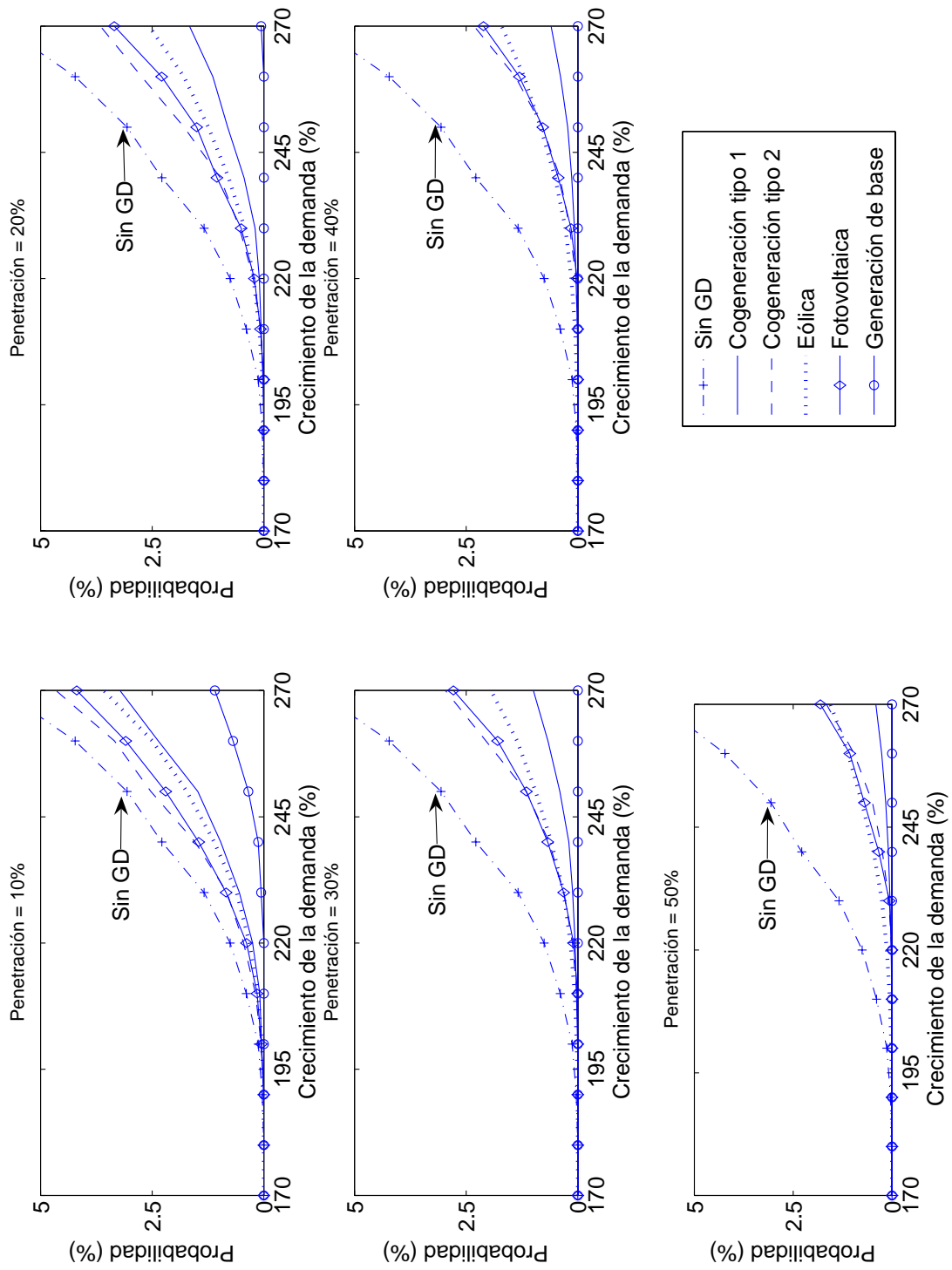


Figura 36. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).

1.2. Alimentador semi-rural *cluster* 3

En la siguiente figura, se muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función de la penetración de la GD para diversos valores de crecimiento de la demanda. Cada curva corresponde a un valor de crecimiento de la demanda, desde 280% hasta 380%, con incrementos del 10%.

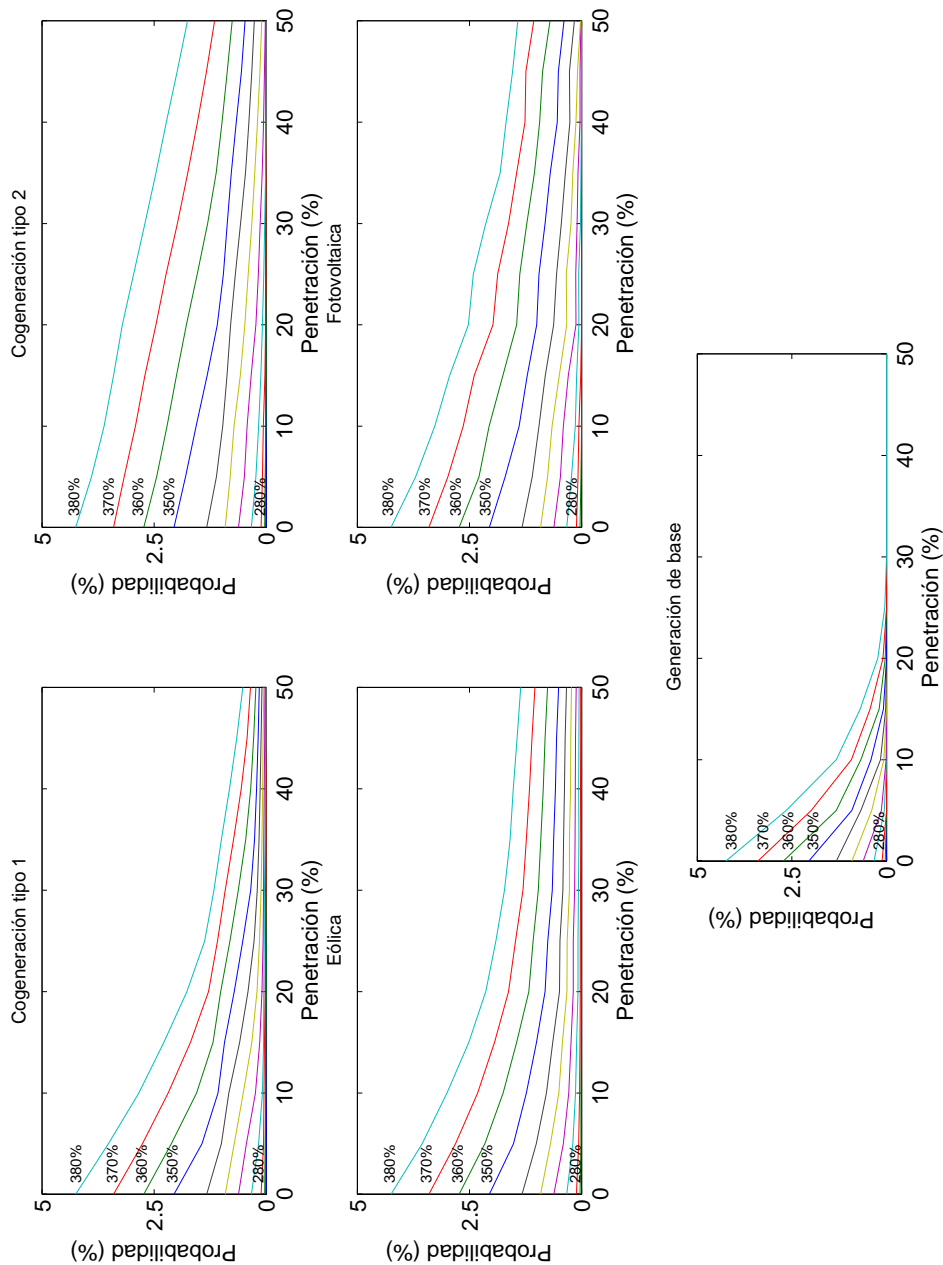


Figura 37. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La siguiente figura muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda diversos escenarios de penetración de la GD. Cada curva corresponde a un valor de penetración, desde 0% hasta 50%, con incrementos del 5%.

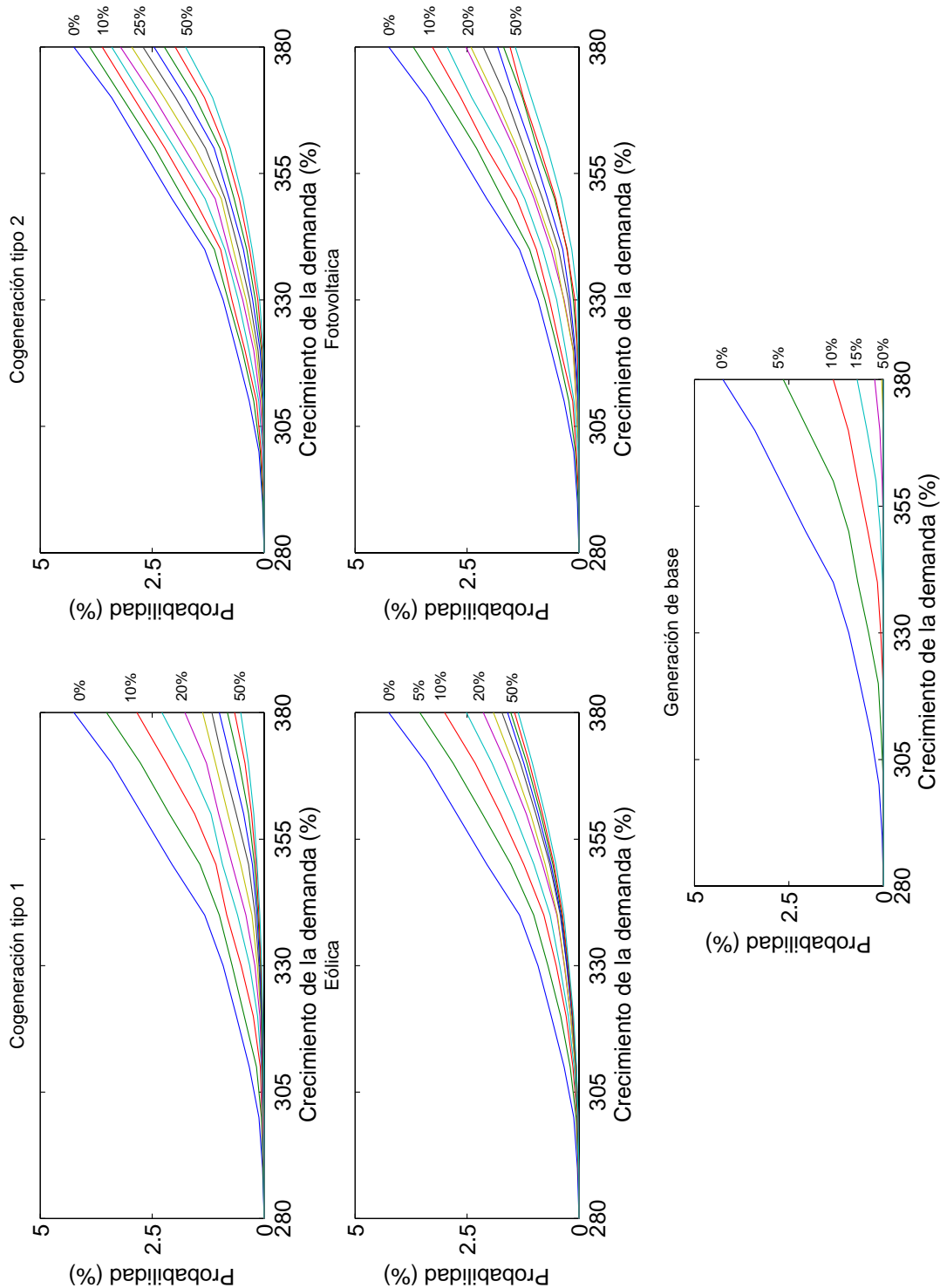


Figura 38. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La figura que se presenta a continuación muestra la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda para las diversas tecnologías, en diversos escenarios de penetración de la GD.

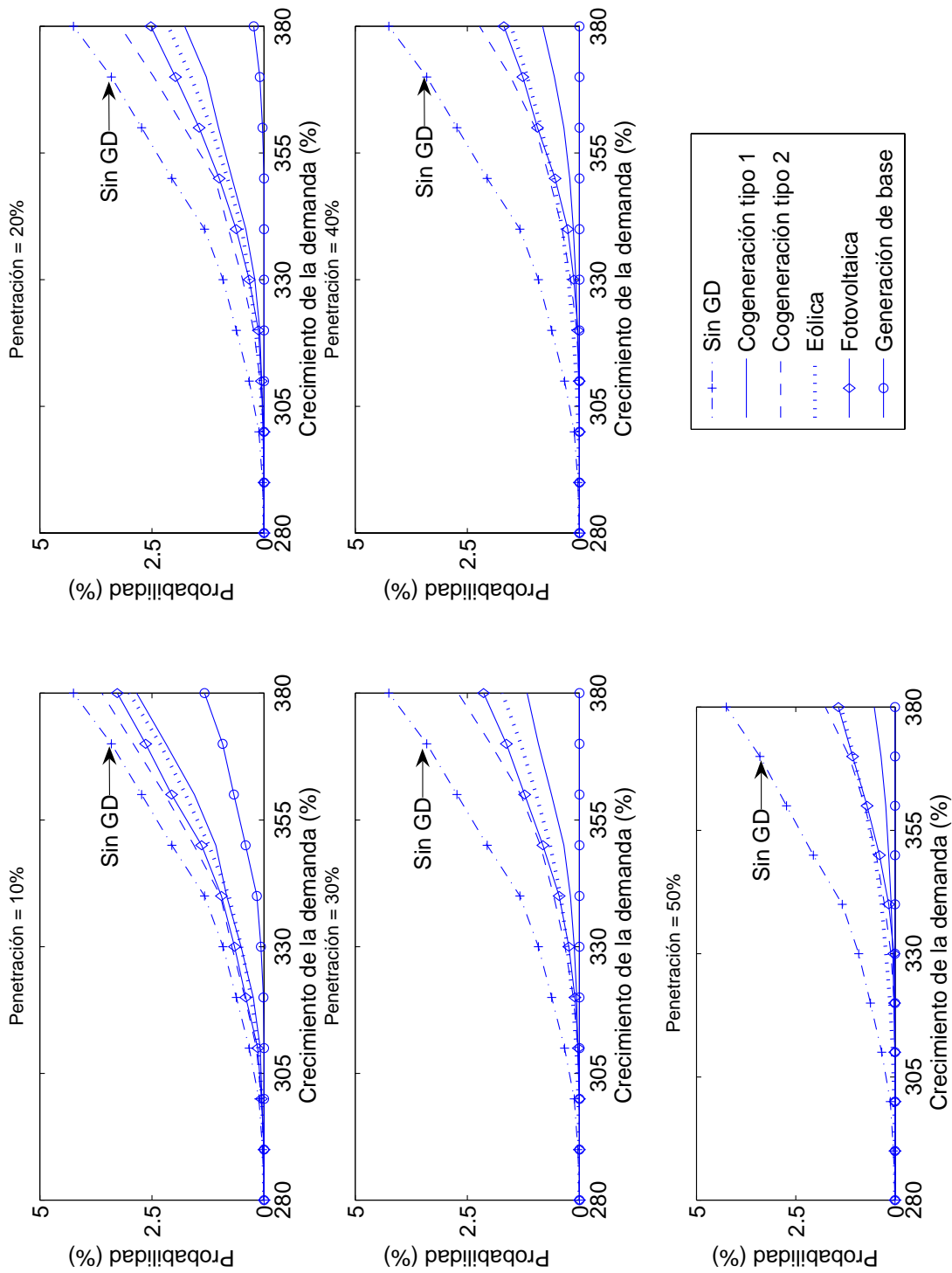


Figura 39. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).

1.3. Alimentador rural *cluster* 4

En la siguiente figura, se muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función de la penetración de la GD para diversos valores de crecimiento de la demanda. Cada curva corresponde a un valor de crecimiento de la demanda, desde 120% hasta 220%, con incrementos del 10%.

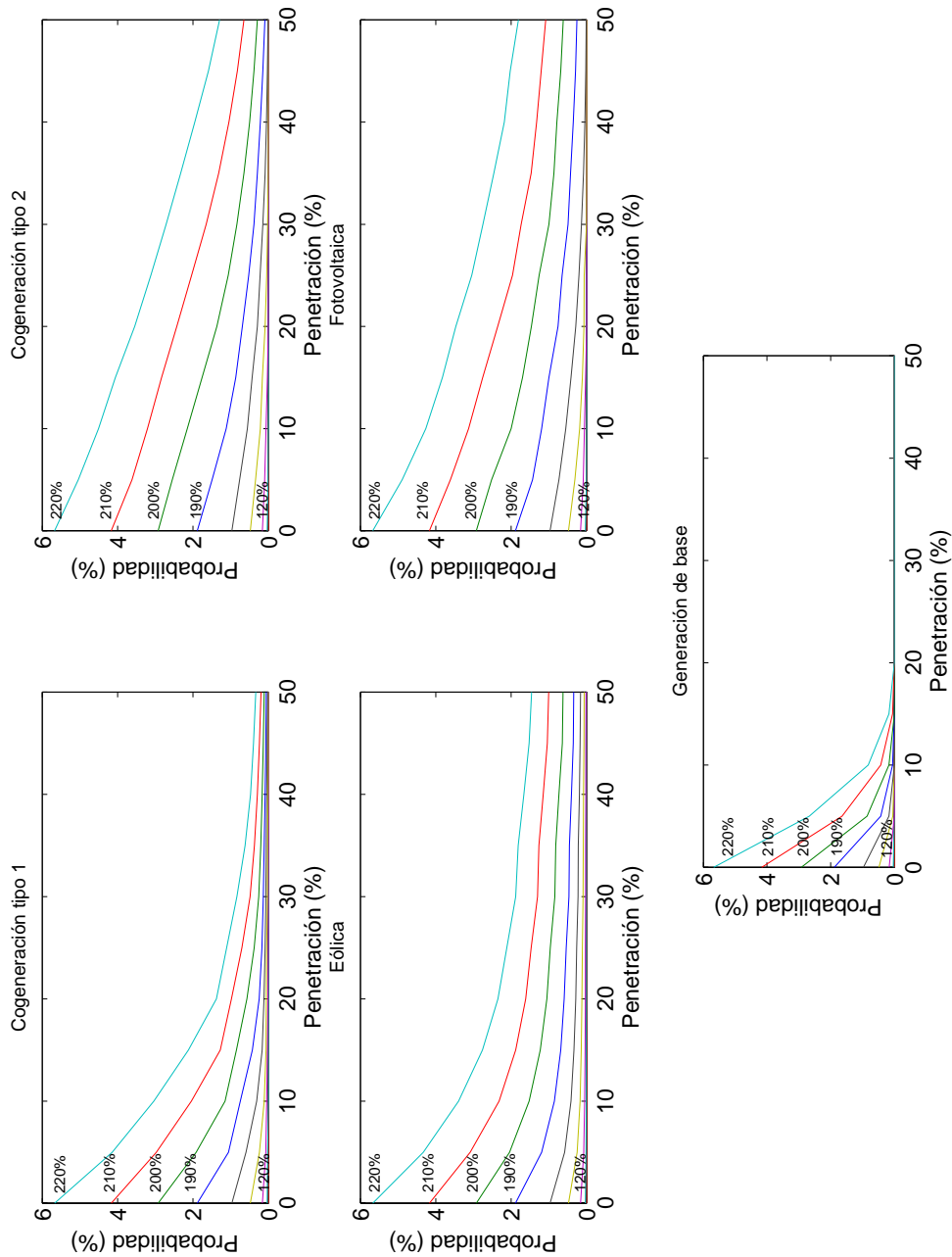


Figura 40. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La siguiente figura muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda diversos escenarios de penetración de la GD. Cada curva corresponde a un valor de penetración, desde 0% hasta 50%, con incrementos del 5%.

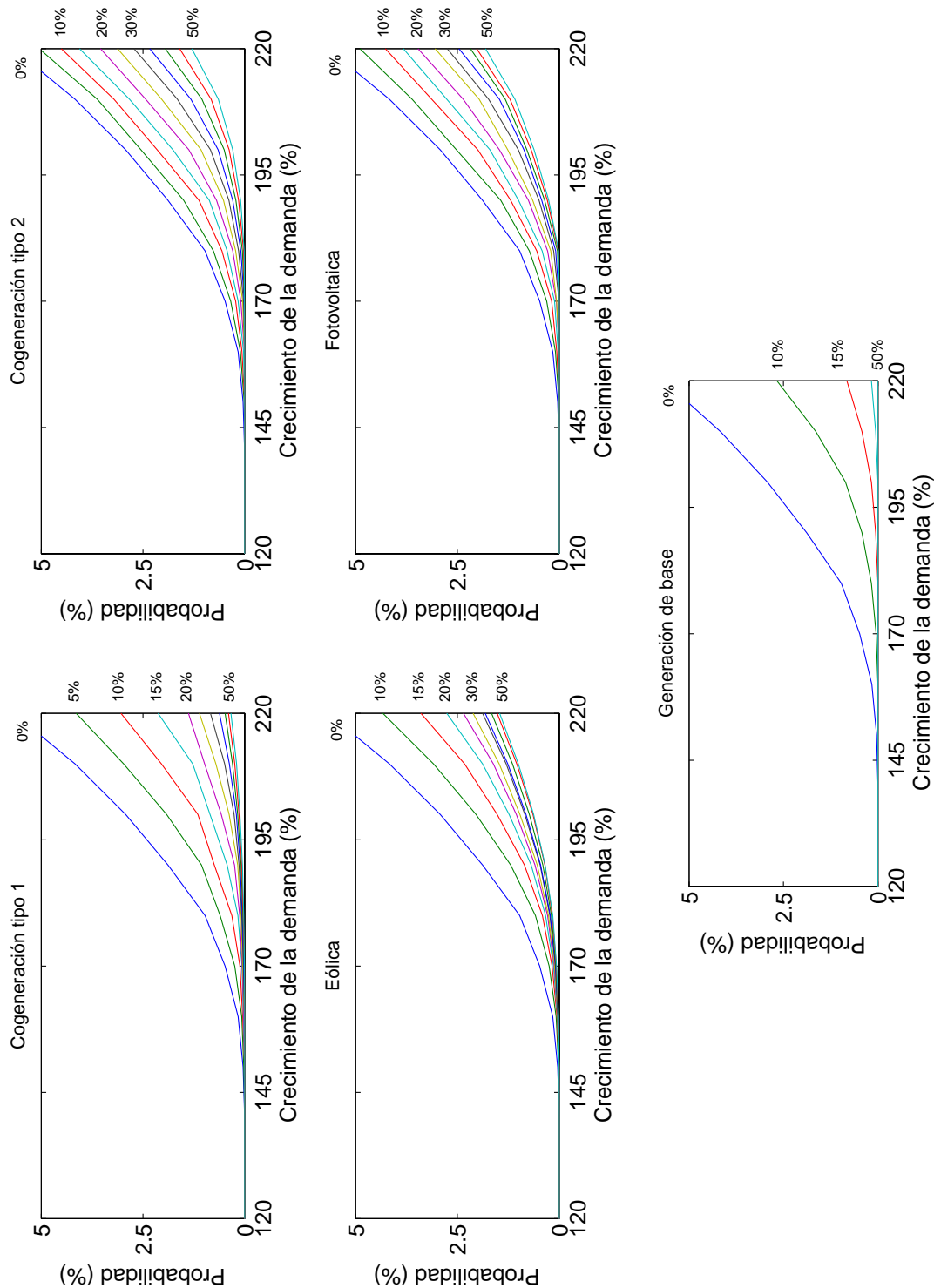


Figura 41. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La figura que se presenta a continuación muestra la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda para las diversas tecnologías, en diversos escenarios de penetración de la GD.

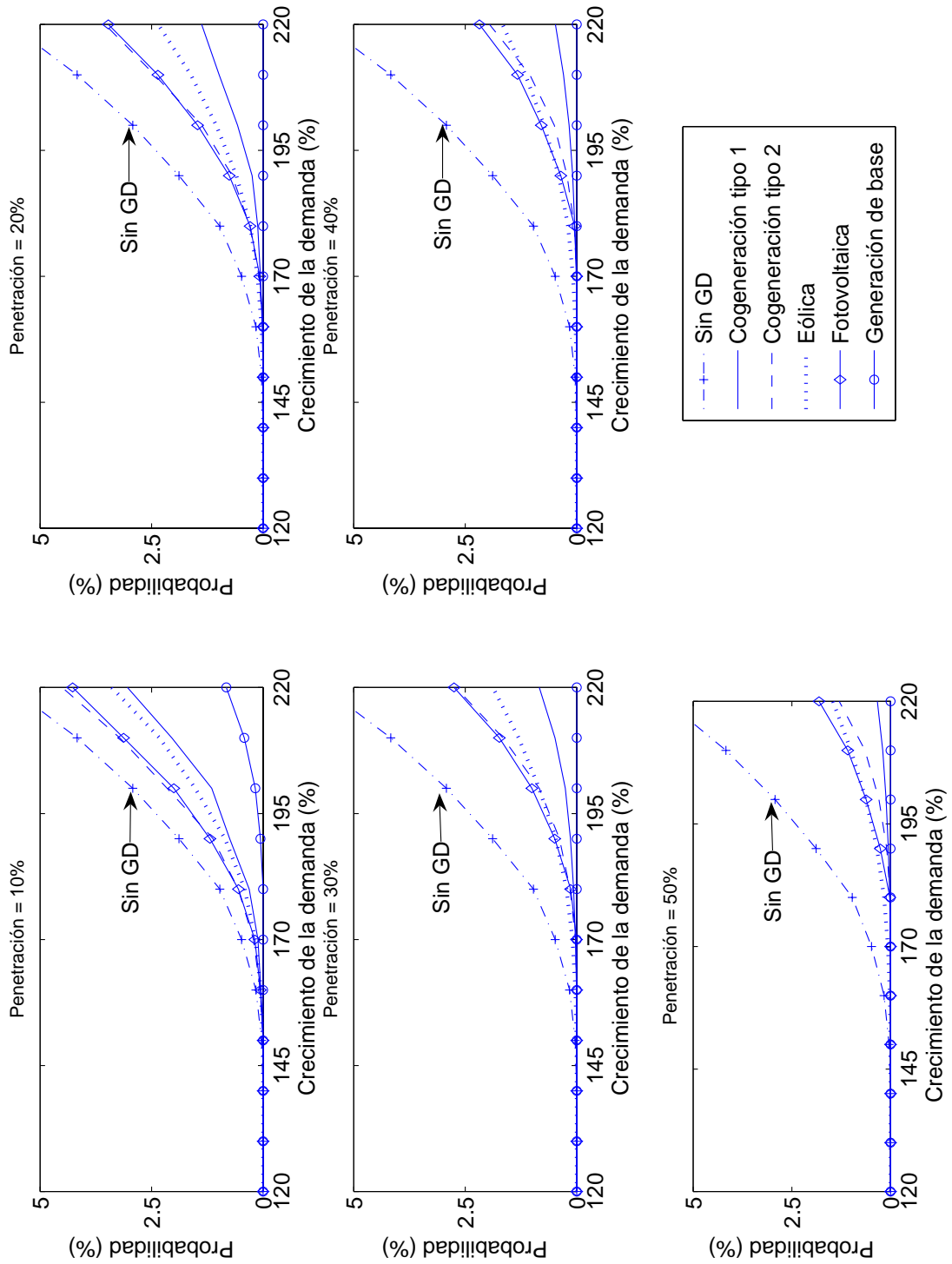


Figura 42. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).

1.4. Alimentador rural *cluster* 5

En la siguiente figura, se muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función de la penetración de la GD para diversos valores de crecimiento de la demanda. Cada curva corresponde a un valor de crecimiento de la demanda, desde 470% hasta 620%, con incrementos del 15%.

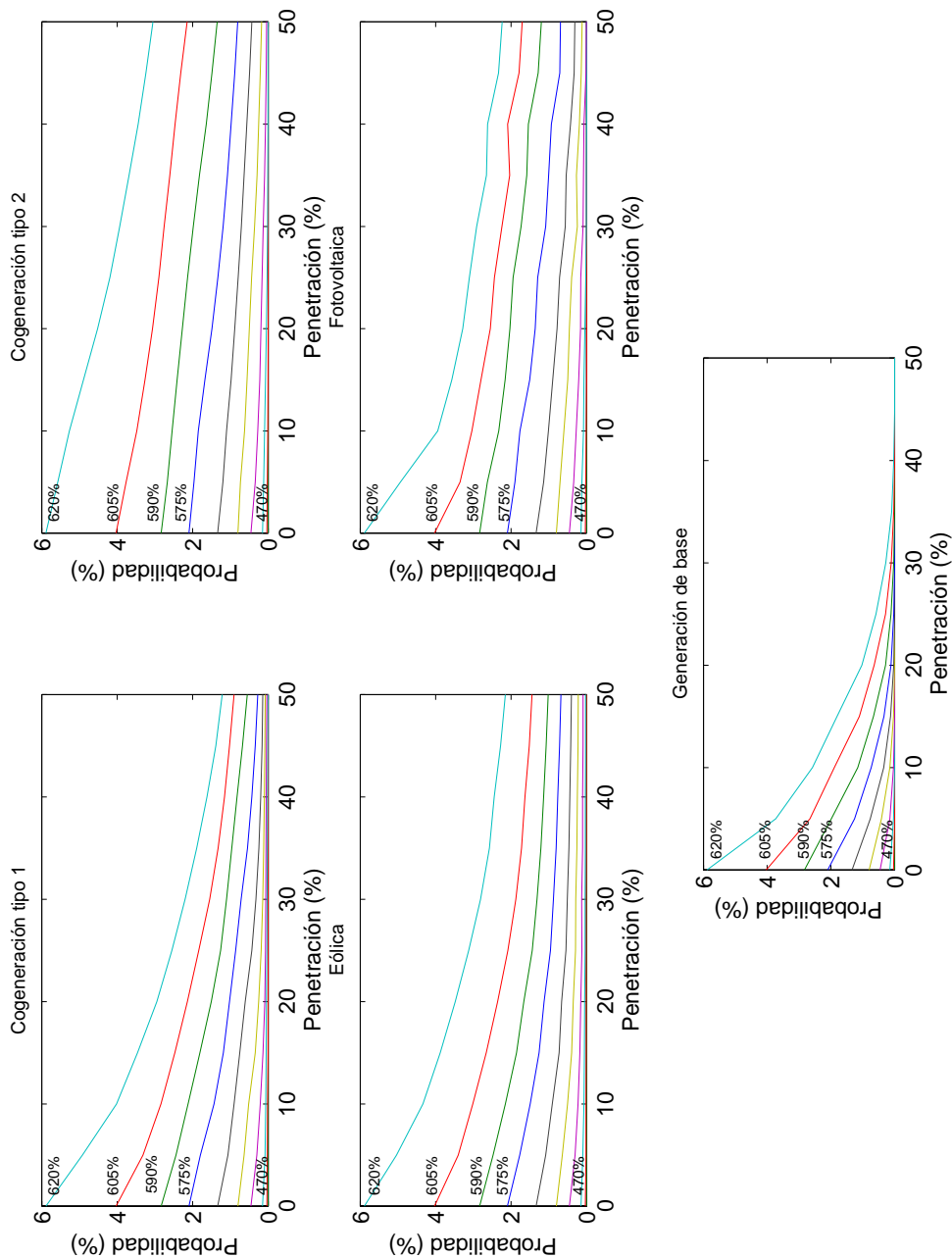


Figura 43. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La siguiente figura muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda diversos escenarios de penetración de la GD. Cada curva corresponde a un valor de penetración, desde 0% hasta 50%, con incrementos del 5%.

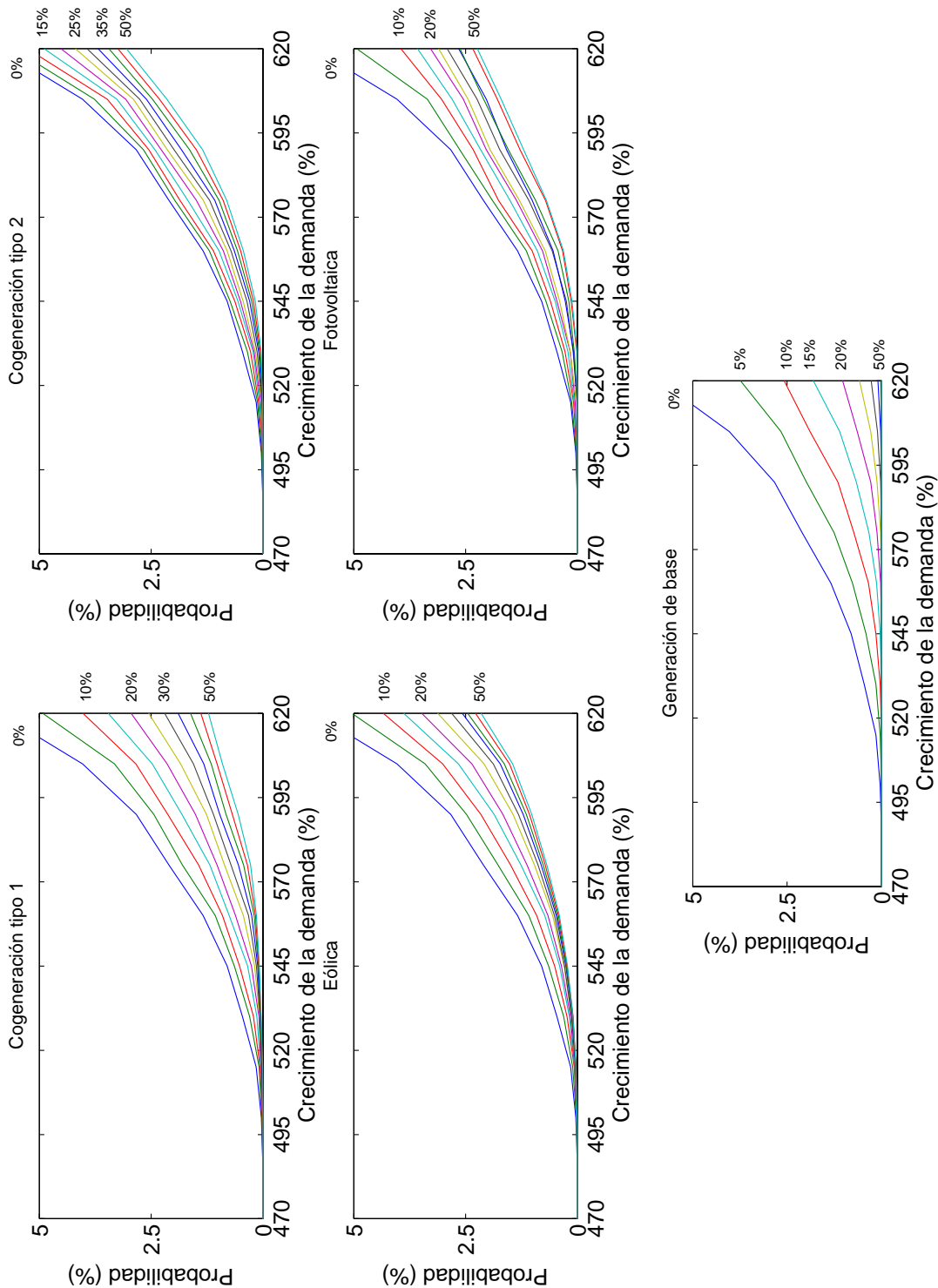


Figura 44. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La figura que se presenta a continuación muestra la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda para las diversas tecnologías, en diversos escenarios de penetración de la GD.

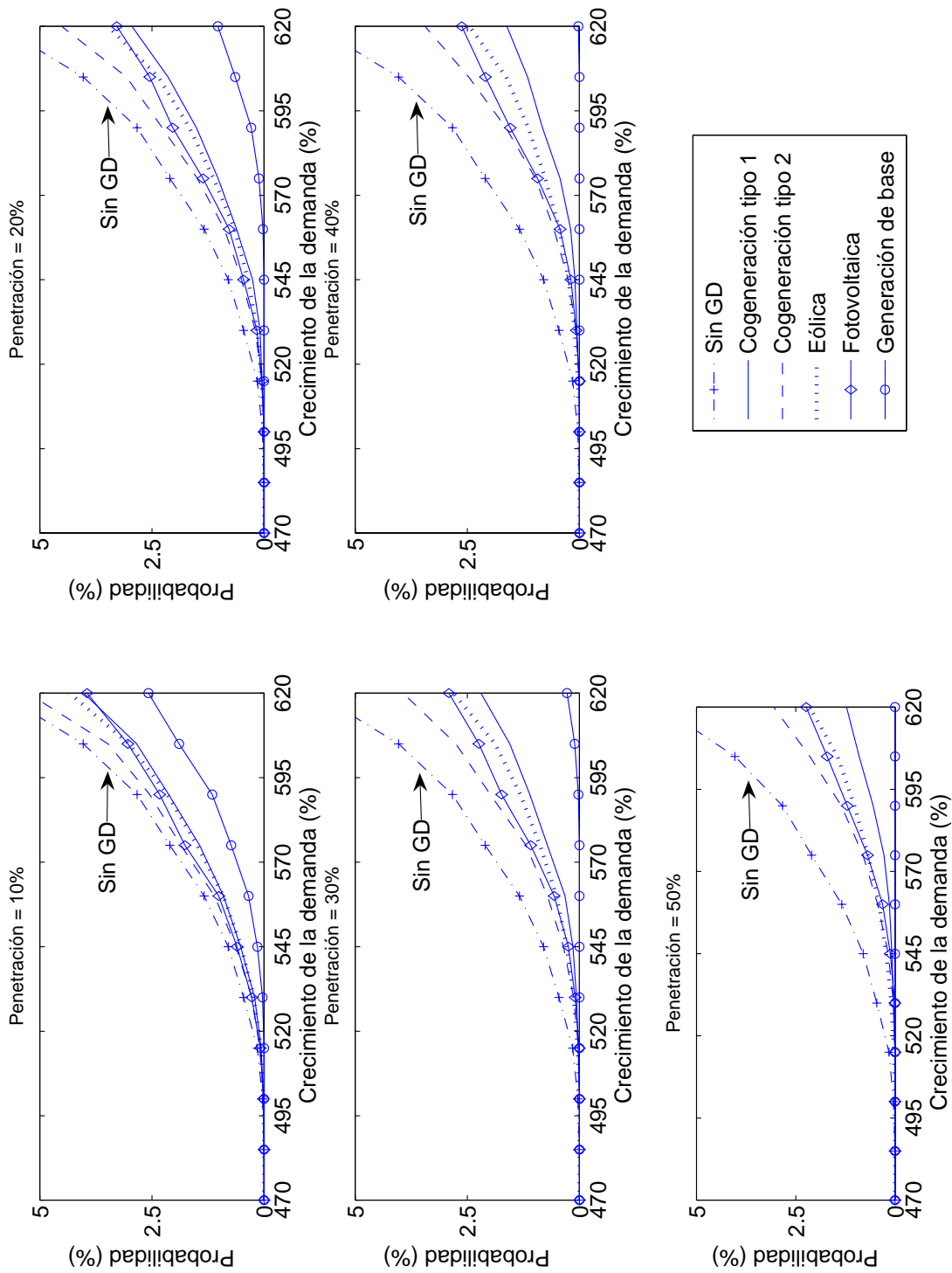


Figura 45. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).

1.5. Alimentador urbano *cluster 6*

En la siguiente figura, se muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función de la penetración de la GD para diversos valores de crecimiento de la demanda. Cada curva corresponde a un valor de crecimiento de la demanda, desde 70% hasta 130%, con incrementos del 6%.

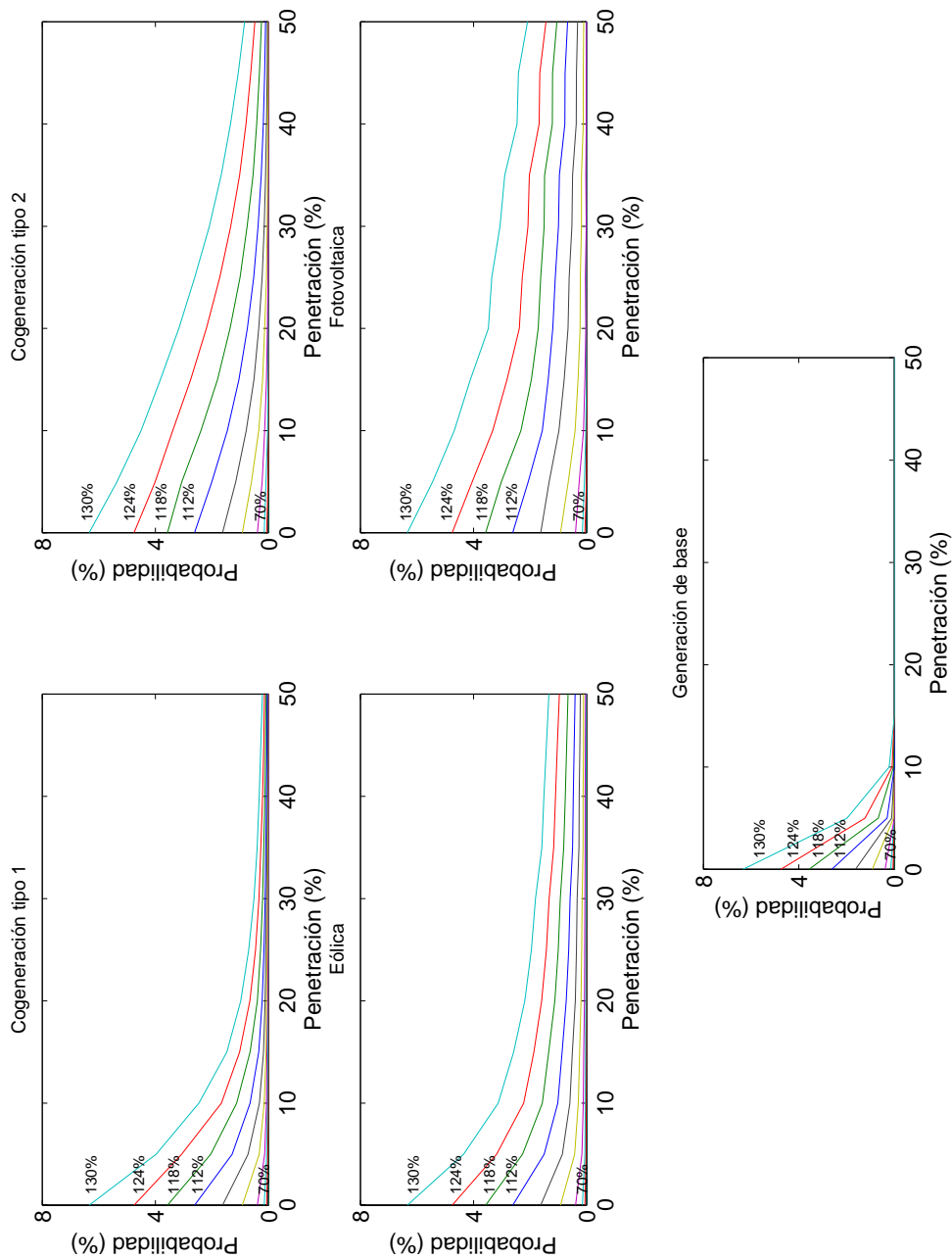


Figura 46. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La siguiente figura muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda diversos escenarios de penetración de la GD. Cada curva corresponde a un valor de penetración, desde 0% hasta 50%, con incrementos del 5%.

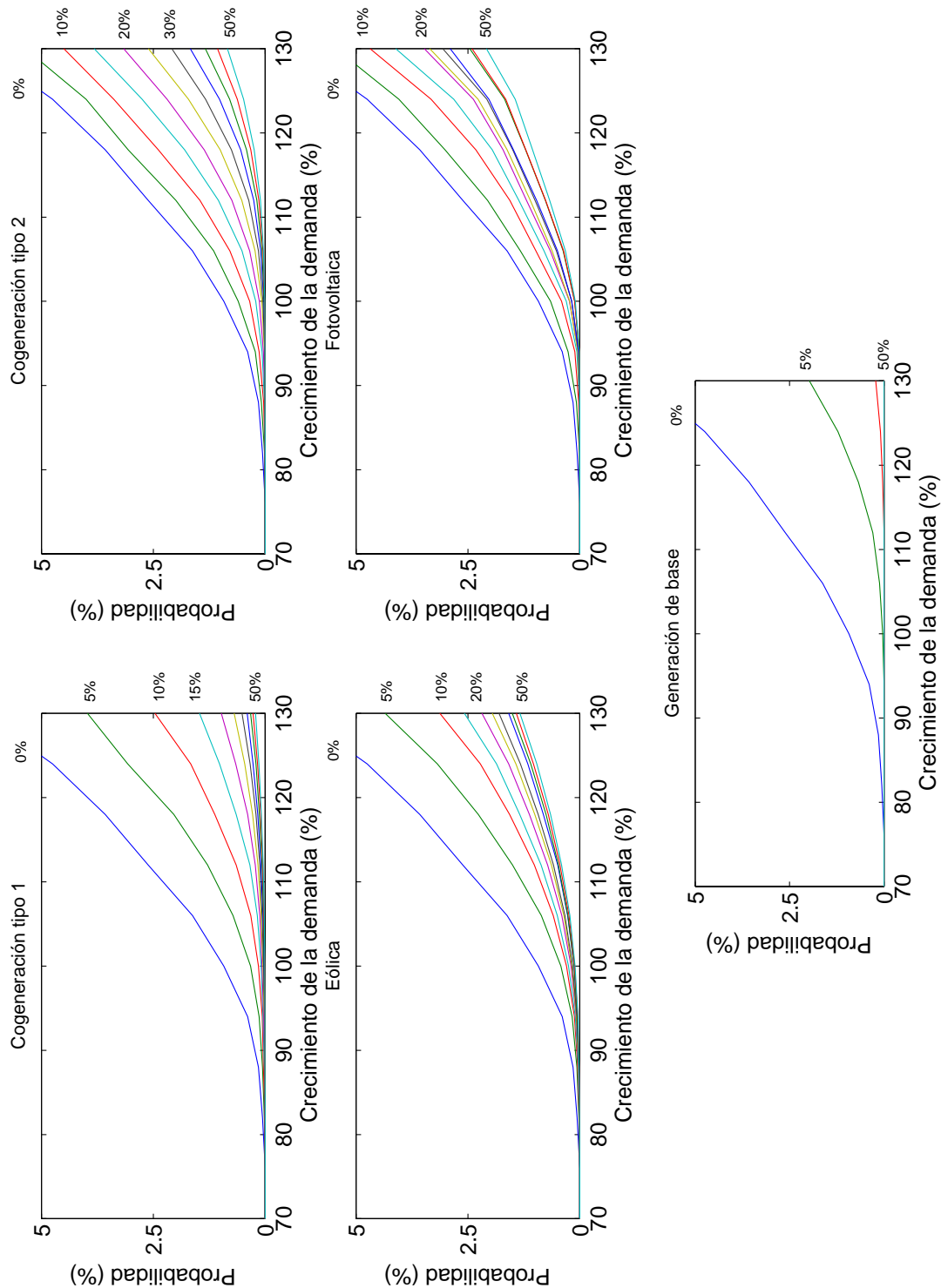


Figura 47. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La figura que se presenta a continuación muestra la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda para las diversas tecnologías, en diversos escenarios de penetración de la GD.

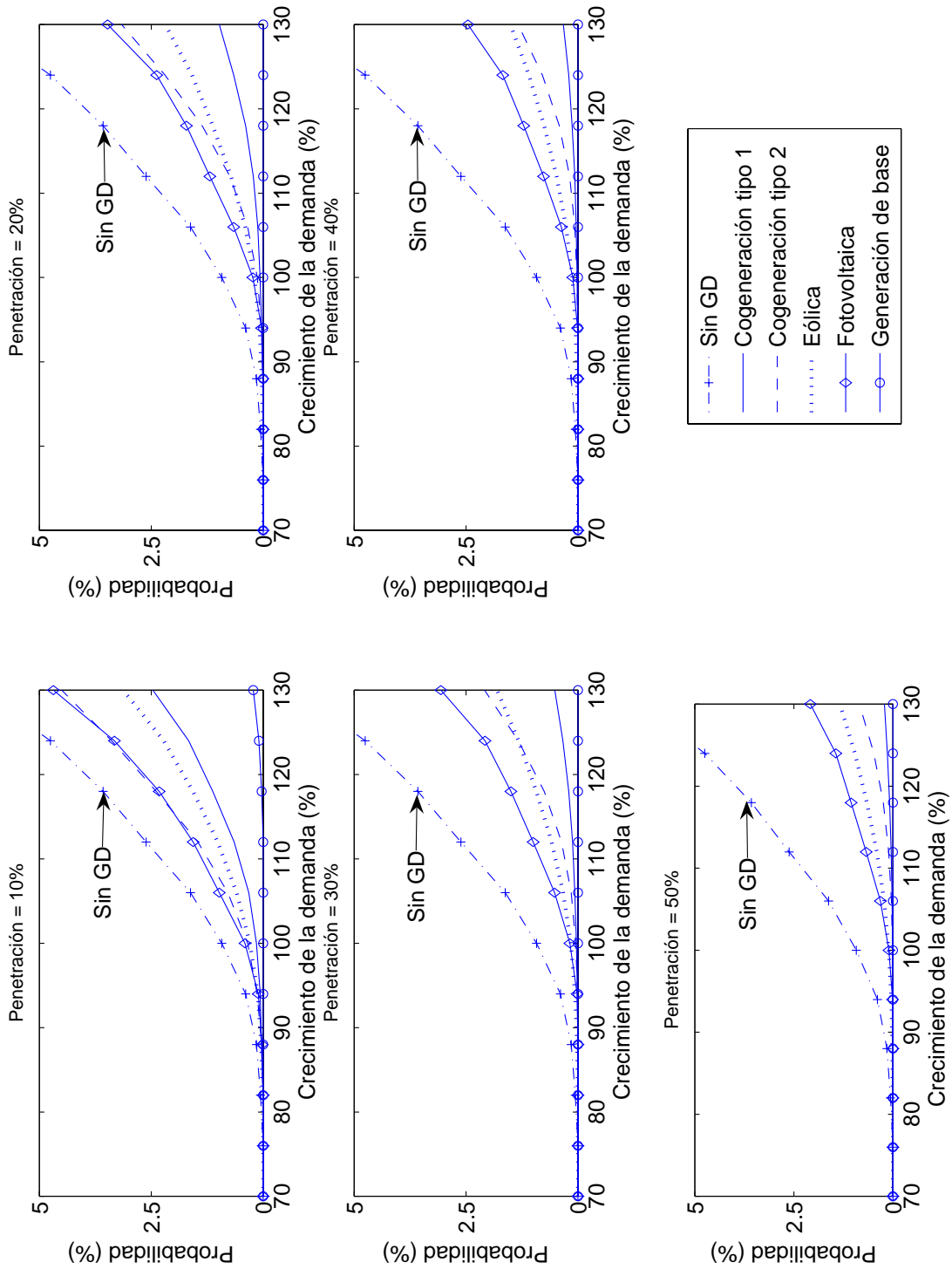


Figura 48. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).

1.6. Alimentador urbano *cluster 7*

En la siguiente figura, se muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función de la penetración de la GD para diversos valores de crecimiento de la demanda. Cada curva corresponde a un valor de crecimiento de la demanda, desde 140% hasta 240%, con incrementos del 10%.

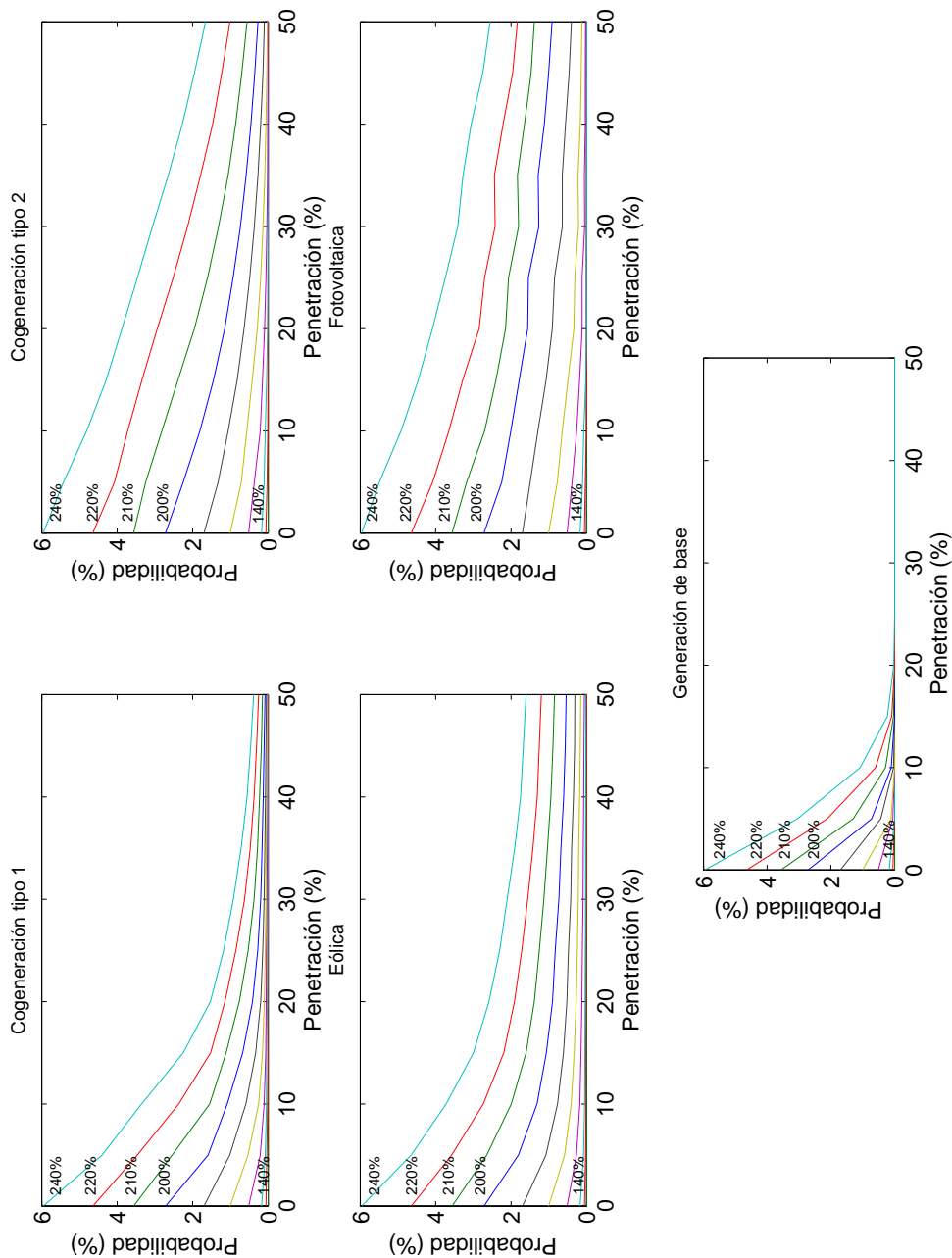


Figura 49. Sensibilidad de la prórroga de inversiones ante la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La siguiente figura muestra el comportamiento de la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda diversos escenarios de penetración de la GD. Cada curva corresponde a un valor de penetración, desde 0% hasta 50%, con incrementos del 5%.

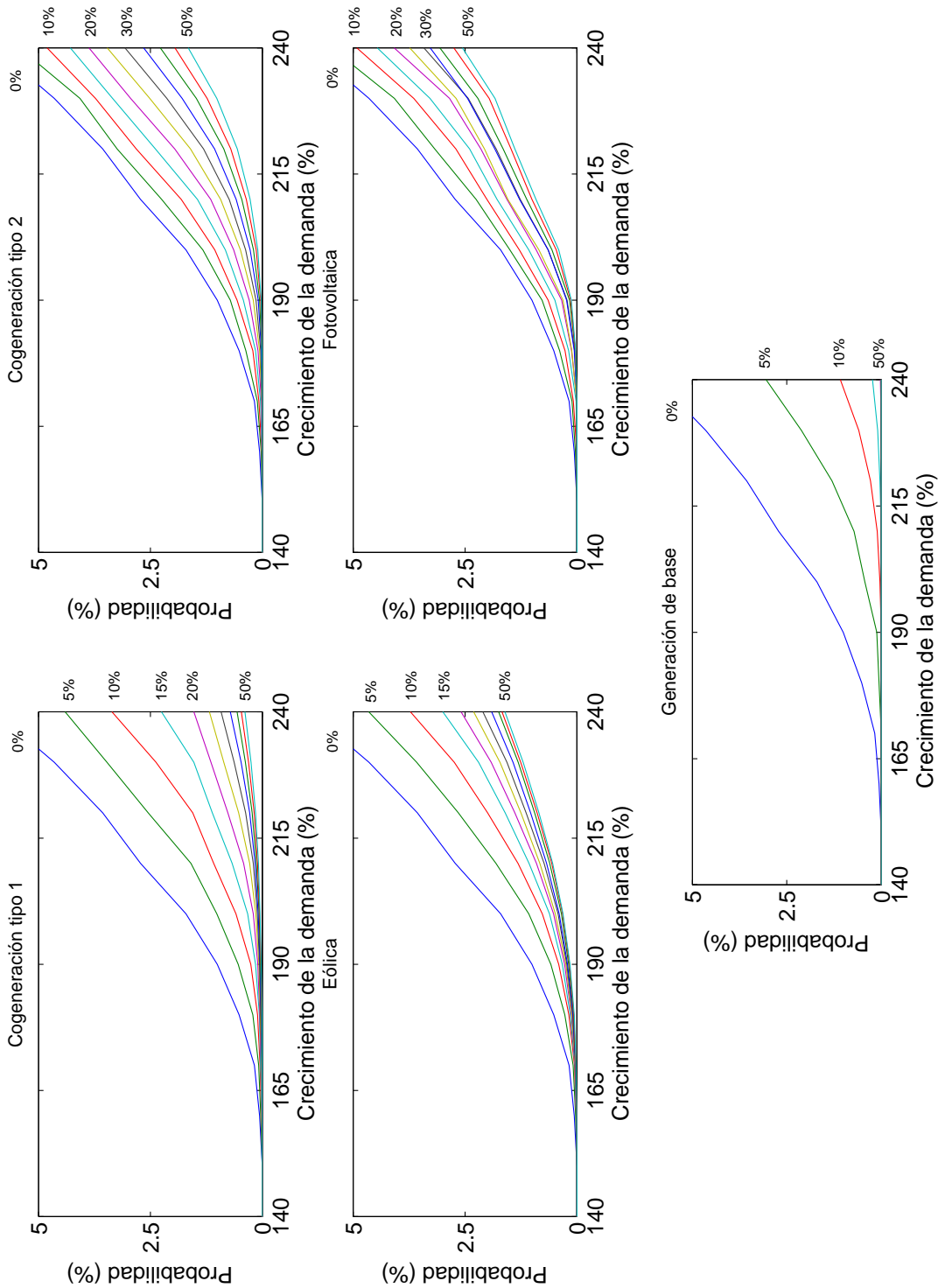


Figura 50. Sensibilidad de la prórroga de inversiones en función del crecimiento de la demanda y la penetración de la GD (escenario de dispersión ideal).

La figura que se presenta a continuación muestra la probabilidad de sobrecarga en función del crecimiento de la demanda para las diversas tecnologías, en diversos escenarios de penetración de la GD.

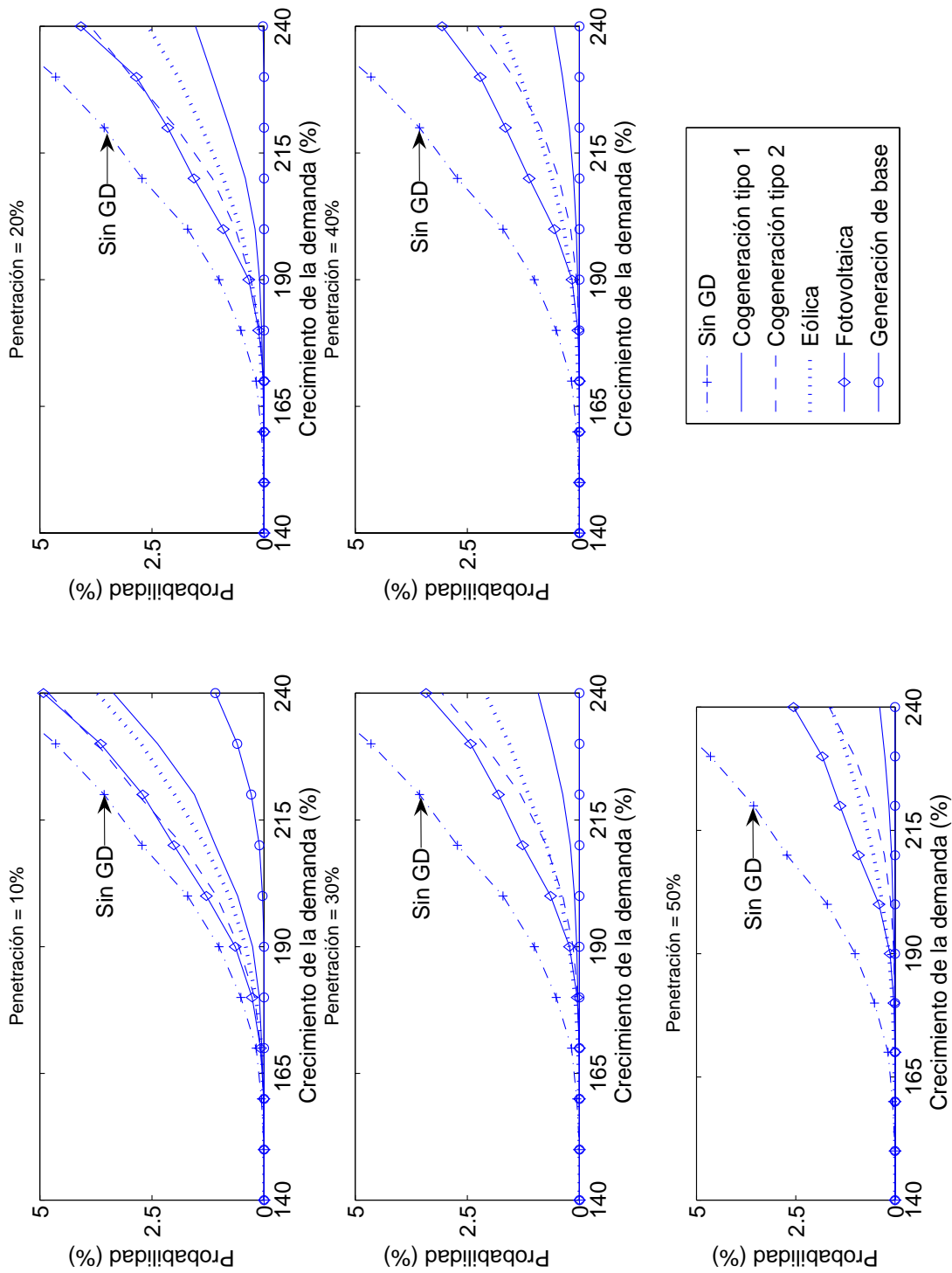


Figura 51. Probabilidad de sobrecarga para las diversas tecnologías de GD (escenario de dispersión ideal).

BIBLIOGRAFÍA

(Ackermann, *et al.*, 2001)

T. Ackermann, G. Andersson and L. Söder: "*Distributed generation: a definition*"; Electric Power Systems Research, Vol. 57, pp. 195-204; 2001.

(Ackermann and Knyazkin, 2002)

T. Ackermann and V. Knyazkin: "*Interaction between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects*"; Vol. 1, Second International Symposium on Distributed Generation: Power System and Market Aspects; Stockholm, Sweden; 2002.

(Agalgaonkar, *et al.*, 2004)

A. P. Agalgaonkar, S. V. Kulkarni, S. A. Khaparde and S. A. Soman: "*Placement and Penetration of Distributed Generation under Standar Market Design*." International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 1, No. 1; 2004.

(Anders, 1990)

G. J. Anders: "*Probability Concepts in Electric Power Systems*"; John Wiley & Sons; 1990.

(Ang, *et al.*, 1999)

B. W. Ang, J. P. Huang and K. L. Poh: "*Break-even price of distributed generation under uncertainty*"; Energy, Vol. 24, pp. 579-589; 1999.

(Arrillaga, *et al.*, 1983)

J. Arrillaga, C. P. Arnold and B. J. Harker: "*Computer Modelling of Electrical Power Systems*"; John Wiley & Sons; 1983.

(Augugliaro, *et al.*, 2001)

A. Augugliaro, L. Dusonchet, M. G. Ippolito and E. R. Sanseverino: "*An Efficient Iterative Method for Load-flow Solution in Radial Distribution Networks*"; 2001 IEEE Porto Power Tech Conference; Porto, Portugal; 2001.

(Balouktsis, *et al.*, 1986)

A. Balouktsis, D. Tsanakas and G. Vachtsevanos: "*Stochastic simulation of hourly and daily average wind speed sequences*"; Wind Engineering, Vol. 10, No. 1; pp. 1-11; 1986.

(Baran and Wu, 1989)

M. E. Baran and F. F. Wu: "*Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system*"; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1; pp. 735-742; 1989.

(Barker and de Mello, 2000)

P. P. Barker and R. W. de Mello: "*Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems*"; Vol. 3, 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting; Seattle, Washington; 2000.

(California Alliance for Distributed Energy Resources, 1999)

California Alliance for Distributed Energy Resources: "*A Matrix for Distributed Energy Resource Technologies*"; CADER (California Alliance for Distributed Energy Resources); 1999.

(Celli and Pilo, 2001)

G. Celli and F. Pilo: "*MV Network Planning under uncertainties on Distributed Generation penetration*"; 2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting; 2001.

(CENSOLAR, 2001)

CENSOLAR: "*Curso de Proyectista Instalador de Energía Solar*"; Centro de Estudios de la Energía Solar - CENSOLAR; 2001.

(Comisión Europea, 1997)

Comisión Europea: "*Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios*"; 1997.

(Comisión Nacional de Energía, 2005)

Comisión Nacional de Energía: "*Informe mensual de ventas de energía del Régimen Especial*"; Comisión Nacional de Energía; 2005.

(Commission of the European Communities, 2004)

Commission of the European Communities: "*The share of renewable energy in the EU*"; Commission of the European Communities; 2004.

(Conti, *et al.*, 2003)

S. Conti, S. Raiti and G. Tina: "*Small-scale embedded generation effect on voltage profile: an analytical method*"; IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, No. 1; pp. 78-86; 2003.

(Costa and Matos, 2004)

P. M. Costa and M. A. Matos: "*Loss Allocation in Distribution Networks With Embedded Generation*"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1; pp. 384-389; 2004.

(Chiradeja and Ramakumar, 1999)

P. Chiradeja and R. Ramakumar: "*Benefits of distributed generation. A simple case study*"; 32nd Annual Frontiers of Power Conference; 1999.

(Danish Wind Industry Association, 2001)

Danish Wind Industry Association: 2001.

(Davis, 2000)

M. W. Davis: "*Will Distributed Resources Ultimately Replace Central Station Generation Serving Commercial and Residential Loads?*" Vol. 3, 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting; Seattle, Washington; 2000.

(de Vries, *et al.*, 2003)

H. J. de Vries, C. J. Roos, L. W. M. Beurskens, A. L. Kooijman - van Dijk and M. A. Uytterlinde: "*Renewable electricity policies in Europe. Country fact sheets 2003*"; Energy research Centre of the Netherlands; 2003.

(DTI/OFGEM Distributed Generation Co-Ordinating Group, 2002)

DTI/OFGEM Distributed Generation Co-Ordinating Group: "*Distributed Generation Fact Sheet*"; DTI/OFGEM; 2002.

(DTI/OFGEM Embedded Generation Working Group, 2001a)

DTI/OFGEM Embedded Generation Working Group: "*Report to the DTI on the Review of the Initial Impact of NETA on Smaller Generators*"; Department of Trade and Industry; 2001a.

(DTI/OFGEM Embedded Generation Working Group, 2001b)

DTI/OFGEM Embedded Generation Working Group: "*Report into Network Access Issues. Volume I. Main Report and Appendices*"; Department of Trade and Industry; 2001b.

(Dugan, *et al.*, 2000)

R. C. Dugan, T. E. McDermott and G. J. Ball: "*Distribution Planning for Distributed Generation*"; 2000 Rural Electric Power Conference; New York; 2000.

(Eberhard, *et al.*, 2000)

A. Eberhard, M. Lazarus, S. Bernow, C. Rajan, T. Lefevre, M. Cabrera, D. O'Leary, R. Peters, B. Svensson and R. Wilkinson: "*Electricity Supply and Demand Side Management Options*"; World Commission on Dams; 2000.

(Econect, 2001)

Econect: "*Assessment of islanded operation of distribution networks and measures for protection*"; Department of Trade and Industry; 2001.

(El-Khattam and Salama, 2002)

W. El-Khattam and M. M. A. Salama: "*Impact of Distributed Generation on Voltage Profile in Deregulated Distribution System*"; Power System 2002 Conference; Clemson; 2002.

(Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2004)

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: "*Regulamento Tarifário*"; Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos; 2004.

(Ettoumi, *et al.*, 2003)

F. Y. Ettoumi, H. Sauvageot and A.-E.-H. Adane: "*Statistical bivariate modelling of wind using first-order Markov chain and Weibull distribution*"; Renewable Energy, Vol. 28, No. 11; pp. 1787-1802; 2003.

(European Parliament and Council of the European Union, 2001)

European Parliament and Council of the European Union: "*Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*"; Official Journal of the European Communities; Vol. 44, 2001.

(Expósito, 2002)

A. Expósito: "*Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*"; McGraw-Hill; 2002.

(Fabbri, *et al.*, 2005)

A. Fabbri, T. Gómez, J. Rivier and V. H. Méndez: "*Assessment of the cost associated with wind generation prediction errors in a liberalized electricity market*"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 3, pp. 1440-1446, August 2005.

(Gardiner and Montpelier, 2000)

M. Gardiner and V. Montpelier: "*Best Practices Guide: Implementing Power Sector Reform*"; The Regulatory Assistance Project; 2000.

(Gómez, 2003a)

T. Gómez: "*Curso CEDDET-Comillas. Unidad 5.B. La distribución de electricidad*"; Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas; 2003a.

(Gómez, 2003b)

T. Gómez: "*Curso CEDDET-Comillas. Unidad 2.C. Fundamentos económicos de la regulación: las actividades en régimen de monopolio*"; Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas; 2003b.

(Greene and Hammerschal, 2000)

N. Greene and R. Hammerschal: "*Small and Clean is Beautiful: Exploring the Emissions from Distributed Generation and Pollution Prevention Policies*." The Electricity Journal, pp. 50-60; 2000.

(Griffin, *et al.*, 2000)

T. Griffin, K. Tomsovic, D. Secret and A. Law: "*Placement of Dispersed Generations Systems for Reduced Losses*"; 33rd Hawaii International Conference on System Sciences; 2000.

(Hammersley and Handscomb, 1983)

J. M. Hammersley and D. C. Handscomb: "*Monte Carlo Methods*"; Chapman and Hall; 1983.

(Hoff and Shugar, 1995)

T. Hoff and D. S. Shugar: "*The Value of Grid-Support Photovoltaics in Reducing Distribution System Losses.*" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3; pp. 569-576; 1995.

(Hoff, *et al.*, 1996)

T. E. Hoff, H. J. Wenger and B. K. Farmer: "*Distributed Generation. An Alternative to Electric Utility Investments in System Capacity*"; Energy Policy, Vol. 24, No. 2; pp. 137-147; 1996.

(Iannucci, *et al.*, 2003)

J. J. Iannucci, L. Cibulka, J. M. Eyer and R. L. Pupp: "*DER Benefits Analysis Studies: Final Report.*" National Renewable Energy Laboratory; 2003.

(ICCEPT and E4tech, 2003)

ICCEPT and E4tech: "*The UK Innovation Systems for New and Renewable Energy Technologies*"; Imperial College London Center for Energy Policy and Technology & E4tech Consulting - DTI Renewable Energy Development & Deployment Team; 2003.

(Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1999)

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía: "*Plan de Fomento de las Energías Renovables en España*"; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía; 1999.

(International Energy Agency, 2002)

International Energy Agency: "*Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*"; International Energy Agency; 2002.

(Jefatura del Estado, 1997)

Jefatura del Estado: "*Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*" Boletín Oficial del Estado; Vol. 285, 1997.

(Jenkins, *et al.*, 2000)

N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen and G. Strbac: "*Embedded Generation*"; The Institution of Electrical Engineers; 2000.

(Johnson, *et al.*, 1997)

A. J. Johnson, H. R. Outhred and M. Watt: "*An Energy Analysis of Inverters for Grid-Connected Photovoltaic Systems*." Vol. 2, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference; Barcelona, Spain; 1997.

(Jones and Lorenz, 1986)

D. I. Jones and M. H. Lorenz: "*An application of a Markov Chain Noise Model to Wind Generator Simulation*"; Mathematics and Computers in Simulation, Vol. 28, No. 5; pp. 391-402; 1986.

(Jóos, *et al.*, 2000)

G. Jóos, B. T. Ooi, D. McGillis, F. D. Galiana and R. Marceau: "*The Potential of Distributed Generation to Provide Ancillary Services*"; Vol. 3, 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting; Seattle, Washington; 2000.

(Junginger, *et al.*, 2004)

M. Junginger, S. Agterbosch, A. Faaij and W. Turkenburg: "*Renewable electricity in the Netherlands*"; Energy Policy, Vol. 32, pp. 1053-1073; 2004.

(Kaminsky, *et al.*, 1991)

F. C. Kaminsky, R. H. Kirchhoff, C. Y. Syu and J. F. Manwell: "*A comparison of alternative approaches for the synthetic generation of a wind speed time series*"; Transactions of the ASME. Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 113, No. 4; pp. 280-289; 1991.

(Lasseter and Piagi, 2000)

R. Lasseter and P. Piagi: "*Providing Premium Power Through Distributed Resources*"; 33rd Hawaii International Conference on System Sciences; Hawaii; 2000.

(Liew and Strbac, 2002)

S. N. Liew and G. Strbac: "*Maximising Penetration of Wind Generation in Existing Distribution Networks*"; IEE Proceedings. Generation, Transmission and Distribution, Vol. 149, No. 3; pp. 256-262; 2002.

(Liu and Jordan, 1960)

B. Y. H. Liu and R. C. Jordan: "*The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total radiation*." Solar energy, Vol. 4, No. 3; pp. 1-19; 1960.

(Löffler, 2004)

P. Löffler: "*National Cogeneration Policies in Europe*"; The European Association for the Promotion of Cogeneration; 2004.

(Lorenzen, 2002)

K. Lorenzen: "*Report on Electricity Legislation in Denmark*"; Energy Centre Denmark; 2002.

(Mariyappan and Leach, 2002)

J. Mariyappan and M. Leach: "*Drivers and Constraints for the Adoption of Distributed Generation - The UK situation*"; Second International Symposium on Distributed Generation; Stockholm; 2002.

(Marnay, *et al.*, 2000)

C. Marnay, R. Blanco, K. S. Hamachi, C. P. Kawaan, J. G. Osborn and F. J. Rubio: "*Integrated Assessment of Dispersed Energy Resources Deployment*"; Lawrence Berkeley National Laboratory; 2000.

(Martín Morillas, 1996)

F. Martín Morillas: "*Producción de Electricidad con Energías Renovables*"; Instituto de Estudios de la Energía (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas-CIEMAT); 1996.

(Masters, *et al.*, 2000)

C. L. Masters, J. Mutale, G. Strbac, S. Curcic and N. Jenkins: "*Statistical evaluation of voltage in distribution systems with embedded wind generation*"; IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 147, No. 4; pp. 207-212; 2000.

(Mekhamer, *et al.*, 2002)

S. F. Mekhamer, S. A. Soliman, M. A. Mostafa and M. E. El-Hawary: "*Load flow solution of radial distribution feeders: a new contribution*"; Electrical Power and Energy Systems, Vol. 24, pp. 707-707; 2002.

(Méndez, *et al.*, 2001)

V. H. Méndez, J. Rivier and T. Gómez: "*Tratamiento Regulatorio de las Pérdidas en el Mercado Eléctrico Español*"; Vol. 3, 7as Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica; Madrid; 2001.

(Meyer, 2004)

N. I. Meyer: "*Renewable energy policy in Denmark*"; Energy for Sustainable Development, Vol. VIII, No. 1; 2004.

(Ministério da Economia, 1999a)

Ministério da Economia: "*Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro*"; Diário da República, Vol. 288, pp. 8801-8809; 1999a.

(Ministério da Economia, 1999b)

Ministério da Economia: "*Decreto-Lei 168/99, de 18 de Maio*." Diário da República, Vol. 115, pp. 2619-2628; 1999b.

(Ministério da Economia, 2001a)

Ministério da Economia: "*Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro*"; Diário da República, Vol. 300, pp. 8520(8522)-8520(8523); 2001a.

(Ministério da Economia, 2001b)

Ministério da Economia: "*Decreto-Lei n.º 313/2001, de 10 de Dezembro*." Diário da República, Vol. 284, pp. 8024-8027; 2001b.

(Ministério da Economia, 2001c)

Ministério da Economia: "*Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro*." Diário da República, Vol. 284, pp. 8016-8024; 2001c.

(Ministério da Economia, 2002a)

Ministério da Economia: "*Portaria n.º 57/2002, de 15 de Janeiro*." Diário da República, Vol. 12, pp. 299-303; 2002a.

(Ministério da Economia, 2002b)

Ministério da Economia: "*Portaria n.º 58/2002, de 15 de Janeiro*." Diário da República, Vol. 12, pp. 303-307; 2002b.

(Ministério da Economia, 2002c)

Ministério da Economia: "*Portaria n.º 59/2002, de 15 de Janeiro*." Diário da República, Vol. 12, pp. 307-311; 2002c.

(Ministério da Economia, 2002d)

Ministério da Economia: "*Portaria n.º 60/2002, de 15 de Janeiro.*" Diário da República, Vol. 12, pp. 311-315; 2002d.

(Ministério da Indústria e Energia, 1998)

Ministério da Indústria e Energia: "*Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio.*" Diário da República, Vol. 123, pp. 2289-2296; 1998.

(Ministerio de Economía, 2000)

Ministerio de Economía: "*Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.*" B.O.E; Vol. 235, 2000.

(Ministerio de Economía, 2001)

Ministerio de Economía: "*Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*"; Boletín Oficial del Estado; Vol. 268, 2001.

(Ministerio de Economía, 2002a)

Ministerio de Economía: "*Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas*"; Dirección General de Política Energética y Minas; 2002a.

(Ministerio de Economía, 2002b)

Ministerio de Economía: "*Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.*" Boletín Oficial del Estado; Vol. 210, 2002b.

(Ministerio de Economía, 2002c)

Ministerio de Economía: "*Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*" Vol. 313, 2002c.

(Ministerio de Economía, 2003)

Ministerio de Economía: "*Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012*"; Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa; 2003.

(Ministerio de Economía, 2004)

Ministerio de Economía: "*Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*"; Vol. 75, 2004.

(Ministerio de Industria Turismo y Comercio, 2004)

Ministerio de Industria Turismo y Comercio: "*Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico*"; Boletín Oficial del Estado, Vol. 309, pp. 41686-41690; 2004.

(Ministerio de Industria y Energía, 1985)

Ministerio de Industria y Energía: "*Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.*" Boletín Oficial del Estado; 1985.

(Ministerio de Industria y Energía, 1994)

Ministerio de Industria y Energía: "*Real Decreto 2366/1994 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas*"; Boletín Oficial del Estado; 1994.

(Ministerio de Industria y Energía, 1998)

Ministerio de Industria y Energía: "*Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*"; Boletín Oficial del Estado; 1998.

(Mitchell, 2000)

C. Mitchell: "*The England and Wales Non-Fossil Fuel Obligation: History and Lessons*"; Annual Review of Energy and Environment, Vol. 25, pp. 285-312; 2000.

(Mitchell and Connor, 2002)

C. Mitchell and P. Connor: "*Review of Current Electricity Policy and Regulation. UK Study Case*"; The University of Warwick - SUSTELNET; 2002.

(Moskovitz, 2000)

D. Moskovitz: "*Profits and Progress Through Distributed Resources*"; The Regulatory Assistance Project; 2000.

(Mutale, *et al.*, 2000)

J. Mutale, G. Strbac, S. Curcic and N. Jenkins: "*Allocation of losses in distribution systems with embedded generation*"; IEE Proceedings. Generation, Transmission and Distribution, Vol. 147, No. 1; pp. 7-14; 2000.

(ONSITE SYCOM Energy Corporation, 1999)

ONSITE SYCOM Energy Corporation: "*Market Assessment of Combined Heat and Power in the State of California*"; California Energy Commission; 1999.

(Organización Latinoamericana de Energía, 1990)

Organización Latinoamericana de Energía: "*Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas*"; OLADE, Organización Latinoamericana de Energía; 1990.

(Parlamento Europeo and Consejo de la Unión Europea, 2001)

Parlamento Europeo and Consejo de la Unión Europea: "*Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad*"; 2001.

(Parlamento Europeo and Consejo de la Unión Europea, 2004)

Parlamento Europeo and Consejo de la Unión Europea: "*Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de febrero de 2004 relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE*"; Diario Oficial de la Unión Europea; 2004.

(Penche, 1998)

C. Penche: "*Manual de Pequeña Hidráulica. Como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica*." Comisión Europea; 1998.

(Persaud, *et al.*, 2000)

S. Persaud, B. Fox and D. Flynn: "*Impact of Remotely Connected Wind Turbines on Steady State Operation of Radial Distribution Networks*"; IEE Proceedings. Generation, Transmission and Distribution, Vol. 147, No. 3; pp. 157-163; 2000.

(Ponce de Leão and Aguiar, 2003)

M. T. Ponce de Leão and M. J. Aguiar: "*Produção Distribuída. Barreiras, Legislação e Apoios*"; OPET Network; 2003.

(Red Eléctrica de España, 2004a)

Red Eléctrica de España: "*El Sistema Eléctrico Español. Avance del informe 2004*." Red Eléctrica de España; 2004a.

(Red Eléctrica de España, 2004b)

Red Eléctrica de España: "*El Sistema Eléctrico Español en 2003*"; Red Eléctrica de España; 2004b.

(Rede Eléctrica Nacional, 2004)

Rede Eléctrica Nacional: "*Caraterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de Dezembro de 2003*"; Rede Eléctrica Nacional; 2004.

(Román, *et al.*, 1999)

J. Román, T. Gómez, A. Muñoz and J. Peco: "*Regulation of Distribution Network Business*." IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 2; pp. 662-669; 1999.

(Salinas Asensio, 2002)

L. D. Salinas Asensio: "*Fuente interrumpible de suministro eléctrico con aporte fotovoltaico*"; Proyecto fin de carrera. Universidad Pontificia Comillas; 2002.

(Scott, 1993)

D. H. Scott: "*Advanced Power Generation from Fuel Cells Implications for Coal*"; IEA Coal Research; 1993.

(Shirley, 2001)

W. Shirley: "*Distribution System Cost Methodologies for Distributed Generation*"; The Regulatory Assistance Project; 2001.

(Sijm, 2002)

J. P. M. Sijm: "*The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries*"; Energy research Centre of the Netherlands; 2002.

(Söder, 1996)

L. Söder: "*Estimation of reduced electrical distribution losses depending on dispersed small scale energy production*"; Vol. 2, 12th Power Systems Computation Conference; Zurich, Switzerland; 1996.

(Soler Soneira, 2001)

D. Soler Soneira: "*Modelos regulatorios de los servicios complementarios de generación y red en sistemas de energía eléctrica*"; Universidad Pontificia Comillas; 2001.

(Sparis, et al., 1995)

P. Sparis, J. Antonogiannakis and D. Papadopoulos: "*Markov matrix coupled approach to wind speed and direction simulation*"; Wind Engineering, Vol. 19, No. 3; pp. 121-133; 1995.

(Stenzel, et al., 2003)

T. Stenzel, T. Foxom and R. Gross: "*Review of renewable energy development in Europe and the US*"; Centre for Energy Policy and Technology - DTI; 2003.

(Sullivan, 1977)

R. L. Sullivan: "*Power System Planning*"; McGraw-Hill; 1977.

(Tech-wise, 2002)

Tech-wise: "*Review of current EU and MS Electricity Policy and Regulation - Denmark*"; Tech-wise - SUSTELNET; 2002.

(The Department of Trade and Industry, 2004)

The Department of Trade and Industry: "*Digest of United Kingdom Energy Statistics 2004*"; The Department of Trade and Industry; 2004.

(The MathWorks, 2004)

The MathWorks: "*Statistics Toolbox. User's Guide*"; 2004.

(The Regulatory Assistance Project, 2000) The Regulatory Assistance Project: "*Performance-Based Regulation for Distribution Utilities*"; The Regulatory Assistance Project; 2000.

(The SolarPACES Program (Solar Power and Chemical Energy Systems), 2001)

The SolarPACES Program (Solar Power and Chemical Energy Systems): "*Clean and Cost-effective Concentrating Solar Technologies*"; 2001.

(Viljainen, *et al.*, 2004)

S. Viljainen, K. Tahvanainen, J. Lassila, S. Honkapuro and J. P. Lappeenranta: "*Regulation of Electricity Distribution Business*"; Nordic Distribution and Asset Management Conference 2004; Finland; 2004.

(Vogelsang, 2002)

I. Vogelsang: "*Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective*"; Journal of Regulatory Economics, Vol. 22, No. 1; pp. 5-27; 2002.

(Wals, *et al.*, 2003)

A. F. Wals, E. Cross and E. J. W. van Sambeek: "*Review of current electricity policy and regulation. Dutch study case*"; Energy Research Centre of the Netherlands - SUSTELNET; 2003.

(Welch, 2000)

G. Welch: "*Distributed Generation Planning*"; Vol. 3, 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting; Seattle, Washington; 2000.

(Wheat, 1999)

D. Wheat: "*Distributed gen enhances grid, but can't beat central power.*" Power, Vol. 143, No. 6; pp. 41-44; 1999.

(Willis and Scott, 2000)

H. L. Willis and W. G. Scott: "*Distributed Power Generation. Planning and Evaluation*"; Marcel Dekker, Inc.; 2000.

(Wragge&Co., 2003)

Wragge&Co.: "*NFFO sterilisation - reversing the process*"; Wragge&Co.; 2003.

(Wright and Formby, 2000)

A. J. Wright and J. R. Formby: "*Overcoming barriers to scheduling embedded generation to support distribution networks.*" EA Technology - Department of Trade and Industry; 2000.

(Zhang and Cheng, 1997)

F. Zhang and C. S. Cheng: "*A Modified Newton Method for Radial Distribution System Power Flow Analysis*"; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 1; pp. 389-397; 1997.