



MASTER EN GESTIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

TESIS DE MASTER

# LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ESPAÑA

**AUTOR: DAVID TREBOLLE TREBOLLE**

**Madrid, 01/01/2006**

# Índice

<b>1.</b>	<b>Introducción</b>	<b>10</b>
1.1.	Motivación de la tesis	11
1.2.	Objetivos de la tesis	12
1.3.	Estructura de la tesis	12
<b>2.</b>	<b>Definición y tipos de tecnologías de Generación Distribuida</b>	<b>13</b>
2.1.	Definición	14
2.2.	Diferentes tipos de tecnología	17
2.2.1	Turbinas de gas	18
2.2.2	Microturbinas	20
2.2.3	Turbinas de vapor	22
2.2.4	Ciclos combinados	24
2.2.5	Motores alternativos	25
2.2.6	Mini-hidráulica	26
2.2.7	Eólica	27
2.2.8	Solar	28
2.2.9	Pilas de combustible	34
2.2.10	Volantes de inercia (Flywheels)	37
<b>3.</b>	<b>Potencia instalada y producción de la generación distribuida en España</b>	<b>40</b>
3.1.	Potencia instalada de la generación distribuida	41
3.2.	Producción de la generación distribuida en España	48
3.3.	Potencial de las energías renovables en la España peninsular	50
<b>4.</b>	<b>Normativa sobre generación distribuida en el sector eléctrico español</b>	<b>52</b>
4.1.	Período 1998-2004	54
4.1.1	RD 2818/1998	54

4.1.2	RD841/2002	55
4.2.	Período 2004 – Actualidad:	57
4.2.1	RD 436/2004	57
4.2.2	RD 2392/2004	60
4.2.3	RD 2351/2004	60
4.2.4	RD 1454/2005	61
4.3.	Normativa Europea	62
5.	Impacto de la GD en los negocios de red. Planificación y diseño	63
5.1.	Introducción	64
5.2.	Influencia de la GD en la planificación y diseño de la red	66
5.2.1	Criterios técnicos de conexión a la red	67
5.2.2	Nuevas inversiones en la red	70
6.	Impacto de la GD en los negocios de red. Operación y explotación de red	77
6.1.	Influencia de la GD en la operación y la explotación de la red	78
6.1.1	Red de reparto	78
6.1.2	Red de MT y BT	82
6.2.	Influencia de la GD en las pérdidas	82
6.3.	Influencia de la GD en la calidad de servicio	88
6.3.1	La calidad de producto	88
6.3.2	Continuidad en el suministro	100
6.4.	Influencia de la GD en los perfiles de tensión	100
6.4.1	Red de reparto	101
6.4.2	Red de MT y BT	108
6.5.	Influencia de la GD en la seguridad del personal de mantenimiento	110
7.	Influencia de la GD en las potencias de cortocircuito	113

7.1. Transporte	115
7.2. Distribución	116
7.3. Conclusiones	118
8. Influencia de la GD en los servicios complementarios	119
8.1. Control Frecuencia Potencia	120
8.2. Control Tensión - Reactiva	132
8.3. Arranque autónomo y operación en isla	140
9. Impacto de la GD en las compras de energía de las distribuidoras	147
10. Conclusiones	150
10.1. Influencias de la generación distribuida en la planificación y diseño de redes	152
10.2. Influencias de la generación distribuida en la operación y explotación de la red	152
10.3. Influencias de la generación distribuida en las potencias de cortocircuito	153
10.4. Influencias de la generación distribuida en los servicios complementarios	153
10.5. Influencias de la generación distribuida en las compras de energía de las distribuidoras	154
11. Bibliografía	155

## Índice de Figuras

Figura 2.1.1 Estructura tradicional del sector eléctrico	14
Figura 2.1.2 Nuevo esquema de red con la presencia de GD	17
Figura 2.1.3 Nueva estructura de flujos con la presencia de GD	17
Figura 2.2.1.1 Elementos constitutivos del ciclo de Rankine	19
Figura 2.2.1.2 Diagramas P-V y T-S del ciclo de Rankine	19
Figura 2.2.1.3 Turbina de Gas	19
Figura 2.2.1.4 características y propiedades de las turbinas de gas	20
Figura 2.2.2.1 Microturbina de 80kW	21
Figura 2.2.2.2 características y propiedades de las microturbinas	22
Figura 2.2.3.1 Turbina de vapor	22
Figura 2.2.3.2 características y propiedades de las turbinas de vapor	23
Figura 2.2.4.1 características y propiedades de los ciclos combinados	24
Figura 2.2.5.1 Motor de combustión interna	25
Figura 2.2.5.2 Características y propiedades de los motores alternativos	26
Figura 2.2.6.1 Características y propiedades de la Mini-hidráulica	27
Figura 2.2.7.1 Parque eólico	27
Figura 2.2.7.2 Características y propiedades de los parques eólicos	28
Figura 2.2.8.1 Placas fotovoltaicas	29
Figura 2.2.8.2 Características y propiedades de la solar fotovoltaica	30
Figura 2.2.8.3 Colectores cilindro-parabólicos	31
Figura 2.2.8.4 Esquema de producción de central solar con turbina de vapor	31
Figura 2.2.8.5 Torre solar y helióstatos	32
Figura 2.2.8.6 Esquema del proceso de producción de central solar con torre y helióstatos	33
Figura 2.2.8.7 Colectores parabólicos	33
Figura 2.2.8.8 Características y propiedades de la solar térmica	34
Figura 2.2.9.1 Pilas de combustible. Esquema de funcionamiento	35
Figura 2.2.9.2 Características y propiedades de las pilas de combustible	37
Figura 2.2.10.1 Flywheels	38
Figura 2.2.10.2 Diagrama de operación de un volante de inercia	38
Figura 3.1.1 Evolución de la potencia instalada en el régimen especial en España	42
Figura 3.1.2 Potencias instaladas de GD por comunidades autónomas	44

<b>Figura 3.1.3 Potencias instaladas de GD por CCAA. Grupo A</b>	<b>46</b>
<b>Figura 3.1.4 Potencias instaladas de GD por CCAA. Grupo B</b>	<b>46</b>
<b>Figura 3.1.5 Potencias instaladas de GD por CCAA. Grupo C</b>	<b>47</b>
<b>Figura 3.1.6 Potencias instaladas de GD por CCAA. Grupo D</b>	<b>47</b>
<b>Figura 3.2.1 Producción de la GD en GWh. Año 2003</b>	<b>49</b>
<b>Figura 3.2.2 Producción renovable por tecnologías. Año 2003</b>	<b>49</b>
<b>Figura 3.3.1 Potencial de potencia instalada de carácter renovable estimada para el año 2050</b>	<b>51</b>
<b>Figura 5.2.1.1 Ejemplo esquema de protecciones para conexión a la red de distribución</b>	<b>69</b>
<b>Figura 5.2.2.1 Sobrecarga de la red de MT según el grado de penetración de la cogeneración</b>	<b>71</b>
<b>Figura 5.2.2.2 Gráfica de carga neta anual y monótona del trafo 220/45kV</b>	<b>73</b>
<b>Figura 5.2.2.3 Gráfica de producción anual y monótona del generador</b>	<b>73</b>
<b>Figura 5.2.2.4 Gráfica de carga bruta anual y monótona del trafo 220/45kV</b>	<b>74</b>
<b>Figura 5.2.2.5 Gráfica de carga neta anual y monótona del trafo132/45kV</b>	<b>74</b>
<b>Figura 5.2.2.6 Gráfica de producción anual y monótona del generador</b>	<b>75</b>
<b>Figura 5.2.2.7 Gráfica de carga neta anual y monótona del trafo 132/45kV</b>	<b>75</b>
<b>Figura 6.1.1.1 Red de reparto en zona de Segovia</b>	<b>79</b>
<b>Figura 6.1.1.2 Curva P-V. Colapso de tensiones</b>	<b>80</b>
<b>Figura 6.1.1.3 Red de reparto en zona de Madrid</b>	<b>81</b>
<b>Figura 6.2.1 Esquemas de flujos monetarios en las compras de energía en el pool español</b>	<b>84</b>
<b>Figura 6.2.1 Curvas tipo U. Pérdidas en redes de distribución en función del grado de penetración de la GD</b>	<b>86</b>
<b>Figura 6.2.2 Curvas tipo U. Pérdidas en redes de distribución en función del grado de penetración de la GD según tecnología</b>	<b>87</b>
<b>Figura 6.3.1.1 Perturbaciones que afectan a la calidad de producto</b>	<b>89</b>
<b>Figura 6.3.1.2 Perturbaciones correspondientes a alteraciones de las características de la onda de tensión</b>	<b>90</b>
<b>Figura 6.3.1.3 Hueco de tensión exigido en instalaciones eólicas</b>	<b>92</b>
<b>Figura 6.3.1.4 generador asíncrono</b>	<b>93</b>
<b>Figura 6.3.1.5 Generador asíncrono doblemente alimentado</b>	<b>93</b>
<b>Figura 6.3.1.6 Generador asíncrono con convertidor en el estator</b>	<b>94</b>

Figura 6.3.1.7 Huecos de tensión del 80% de duración 400, 1200 y 1300 ms	94
Figura 6.3.1.8 Deslizamiento del generador eólico ante huecos de 400, 1200 y 1400 ms	95
Figura 6.3.1.9 Intensidades en eje directo del generador eólico ante huecos de 400, 1200 y 1400 ms	96
Figura 6.3.1.10 Intensidades en eje transversal del generador eólico ante huecos de 400, 1200 y 1400 ms	96
Figura 6.3.1.11 Hueco de tensión tras una falta trifásica en la subestación de Loeches 400kV	97
6.3.1.12 Evolución de la producción eólica vertida en Magallón	98
Figura 6.3.1.13 Evolución de la carga del trafo 400/220kV de Magallón	99
Figura 6.3.1.14 Hueco de tensión en el incidente de Magallón	99
Figura 6.3.1.15 Pérdida de producción eólica debido al incidente	100
Figura 6.4.1 Relación P-Angulo y Q-V para un generador conectado a una red infinita	101
Figura 6.4.1.1 Red de reparto de zona de Segovia	102
Figura 6.4.1.2 generación de P y Q del cogenerador conectado a la subestación B	103
Figura 6.4.1.3 Perfil de tensiones en la subestación B	104
Figura 6.4.1.4 Red de reparto en zona de León	105
Figura 6.4.1.5 Generación de P y Q del generador conectado a la sub. D	106
Figura 6.4.1.6 Perfil de tensión de la subestación D	106
Figura 6.4.1.7 Perfiles de tensión de las subestaciones F y D	107
Figura 6.4.2.1 Perfil de tensión en redes de MT	109
Figura 6.5.1 Cinco reglas de oro	111
Figura 7.1 Esquema unifilar de un cortocircuito	114
Figura 8.1.1 Respuesta en frecuencia ante fallo de generación	121
Figura 8.1.2 Perfil de demanda de la península. 8-12-2005	123
Figura 8.1.3 Perfil de producción eólica en la península. 8-12-2005	124
Figura 8.1.4 Perfil de demanda de la península. 1-03-2005	125
Figura 8.1.5 Perfil de producción eólica en la península. 1-03-2005	125
Figura 8.1.6 Líneas de interconexión de Italia con Europa	127
Figura 8.1.7 Balance de potencias en Italia en el momento de la desconexión	128
Figura 8.1.8 Evolución de la frecuencia en Italia antes del Blackout	128
Figura 8.1.9 Evolución de la frecuencia en la UCTE tras la desconexión de Italia	130
Figura 8.1.10 Evolución del desvío en el intercambio con Francia tras la desconexión de Italia	130

<b>Figura 8.1.11 balance de potencias en España tras la desconexión de Italia</b>	<b>131</b>
<b>Figura 8.2.1 Esquema del control tensión -reactiva</b>	<b>132</b>
<b>Figura 8.2.2 Requisitos de perfil de tensión en la red de 400kV en función de la reactiva según el P.O 7.4</b>	<b>135</b>
<b>Figura 8.2.3 Requisitos de perfil de tensión en la red de 220kV en función de la reactiva según el P.O 7.4</b>	<b>136</b>
<b>Figura 8.2.4 Clasificación de los períodos horarios: punta, valle y llano según el P.O 7.4</b>	<b>136</b>
<b>Figura 8.2.5 Requisitos de factor de potencia en los puntos frontera transporte - distribución para las horas punta según el P.O 7.4</b>	<b>137</b>
<b>Figura 8.2.6 Requisitos de factor de potencia en los puntos frontera transporte - distribución para las horas valle según el P.O 7.4</b>	<b>137</b>
<b>Figura 8.2.7 Requisitos de factor de potencia en los puntos frontera transporte - distribución para las horas llano según el P.O 7.4</b>	<b>138</b>
<b>Figura 8.3.1 Clasificación de zonas para reposición ante zero zonal o nacional</b>	<b>141</b>
<b>Figura 8.3.2 Esquema de reposición ante cero nacional</b>	<b>142</b>
<b>Figura 8.3.3 posible esquema futuro de redes de distribución activas</b>	<b>144</b>
<b>Figura 8.3.4 Red de reparto en zona de Segovia</b>	<b>145</b>



## Índice de Tablas

<b>Tabla 3.1.1 Potencias instaladas de diferentes tecnologías de GD</b>	<b>41</b>
<b>Tabla 3.1.2 Potencias instaladas por provincias de GD según la clasificación del RD 436/2004</b>	<b>43</b>
<b>Tabla 3.1.3 Potencias instaladas de GD por comunidades autónomas</b>	<b>44</b>
<b>Tabla 3.1.4 Potencias instaladas de GD por CCAA según RD436/2004</b>	<b>45</b>
<b>Tabla 3.3.1 Potencial de potencia instalada de carácter renovable estimada para el año 2050</b>	<b>50</b>
<b>Tabla 4.1.2.1 Resumen RD841/2002</b>	<b>57</b>
<b>Tabla 4.2.1.1 Incentivo a la compensación de reactiva según RD 436/2004</b>	<b>59</b>
<b>Tabla 8.1.1 Cobertura de la demanda en el momento del apagón de Italia</b>	<b>129</b>
<b>Tabla 8.1.2 Intercambios internacionales de España en el momento del apagón de Italia</b>	<b>129</b>
<b>Tabla 8.2.1 Incentivo a la compensación de reactiva según RD 436/2004</b>	<b>134</b>

## 1. Introducción

## 1. Introducción

### 1.1. Motivación de la tesis

El actual mapa del Sector Eléctrico Español, resultado de la ley 54/1997, establece como actividades en libre competencia la generación y la comercialización y como actividades reguladas el transporte y la distribución.

Así como el precio se convierte pues en el auténtico motor que dinamiza las actividades que se desarrollan en un marco de libre competencia, la tarifa se convierte en el “precio regulado” que remunera la actividad de aquellos negocios que se constituyen en los denominados monopolios naturales.

Inmersos en este escenario, en los últimos años, se ha producido un importante incremento en el número de instalaciones de Generación Distribuida (GD) que se han conectado a las redes de Reparto, Media y Baja Tensión, cuyo conjunto a partir de ahora denominaremos distribución. Estas conexiones crean una serie de costes o de beneficios en dichas redes, cómo son aumentar o reducir las pérdidas, la necesidad de reforzar la capacidad de las líneas y centros de transformación para dar cabida a los nuevos flujos de potencia inyectados por la GD o, por el contrario, reducir el volumen de inversiones en refuerzos en las redes (generar en puntos cercanos a la demanda reduce los flujos de energía). De alguna manera, estos costes y/o beneficios deberían ser recogidos en las tarifas de acceso a las redes.

Por otro lado, la operación de la red de distribución se complica más y más, pues la red de distribución ya no se considera como una red de carácter radial donde los flujos de potencia van de tensiones superiores a niveles inferiores, sino que las redes muestran comportamientos diferentes a lo largo del día pues ahora existen generadores que se conectan y desconectan sin ningún tipo de control por parte del operador de las redes de distribución.

La conexión de de estos generadores en los niveles más bajos del esquema jerárquico altera dicho esquema, planteando una serie de problemas de naturaleza técnica y regulatoria.

La actual regulación española de tarifas de acceso no carga ningún coste por el uso de las redes a la generación. Esto genera ineficiencias económicas, pues no se recogen los costes o beneficios que aporta cada generador. Además no existe ningún método transparente y explicable para calcular las tarifas de acceso. No existe uniformidad de criterios en la operación ni en la conexión de la generación distribuida a la red.

## 1.2. Objetivos de la tesis

La presente tesis se desarrolla con la intención de analizar las diferentes problemáticas que se pueden presentar en el marco actual de la distribución debido a la GD inmersa en dicha red, tanto desde un punto de vista técnico como regulatorio para el sistema eléctrico peninsular español. Los sistemas extrapeninsulares no se abordarán en la presente tesis.

Los problemas técnicos y regulatorios derivados de la presencia de la GD en las redes de distribución engloban aspectos tan diversos como: las pérdidas, las inversiones, el perfil de tensión, la calidad de servicio, la potencia de cortocircuito, la seguridad del personal de mantenimiento, la estabilidad, los servicios complementarios y la operación de las redes.

En esta tesis no se pretende dar solución técnica a todos los problemas técnicos y regulatorios que se puedan presentar en las redes eléctricas por causa de la presencia de la GD, pero sí el suficiente bagaje para identificar todos los problemas y el por qué de la situación actual.

Para ello se aportarán problemáticas reales de la distribución del sector eléctrico Español y se analizarán los aspectos regulatorios más importantes que de alguna manera han provocado la mayor parte de las inconsistencias en la distribución del sector eléctrico.

## 1.3. Estructura de la tesis

La presente tesis de master consta de tres núcleos principalmente.

En el capítulo segundo se hace una descripción cualitativa de las diferentes tecnologías que se están integrando en las redes de distribución en la actualidad. Se abordarán también otras tecnologías de reciente actualidad pero con poca implantación a día de hoy como por ejemplo las pilas de combustible o los volantes de inercia (Flywheels). En el capítulo tercero se muestra la potencia instalada de generación de régimen especial y su producción.

En el capítulo cuarto se lleva a cabo una revisión regulatoria mencionando aquellos aspectos más importantes que han determinado el marco de la generación distribuida y la red de distribución en la actualidad.

Del capítulo 5 al 9 se abordarán los impactos técnicos y regulatorios que la generación distribuida ocasiona en la actividad de distribución, teniendo en cuenta tanto su actividad como gestor y propietario de redes de distribución, como su actividad de agente comprador en el mercado mayorista de la energía inmersa aún en el mercado regulado.

En el capítulo 10 se señalarán las conclusiones más importantes de la tesis.

## 2. Definición y tipos de tecnologías de Generación Distribuida

## 2. Definición y tipos de tecnologías de Generación Distribuida

### 2.1. Definición

Tradicionalmente el esquema de la estructura de de los sistemas eléctricos presentaba un aspecto muy jerarquizado:

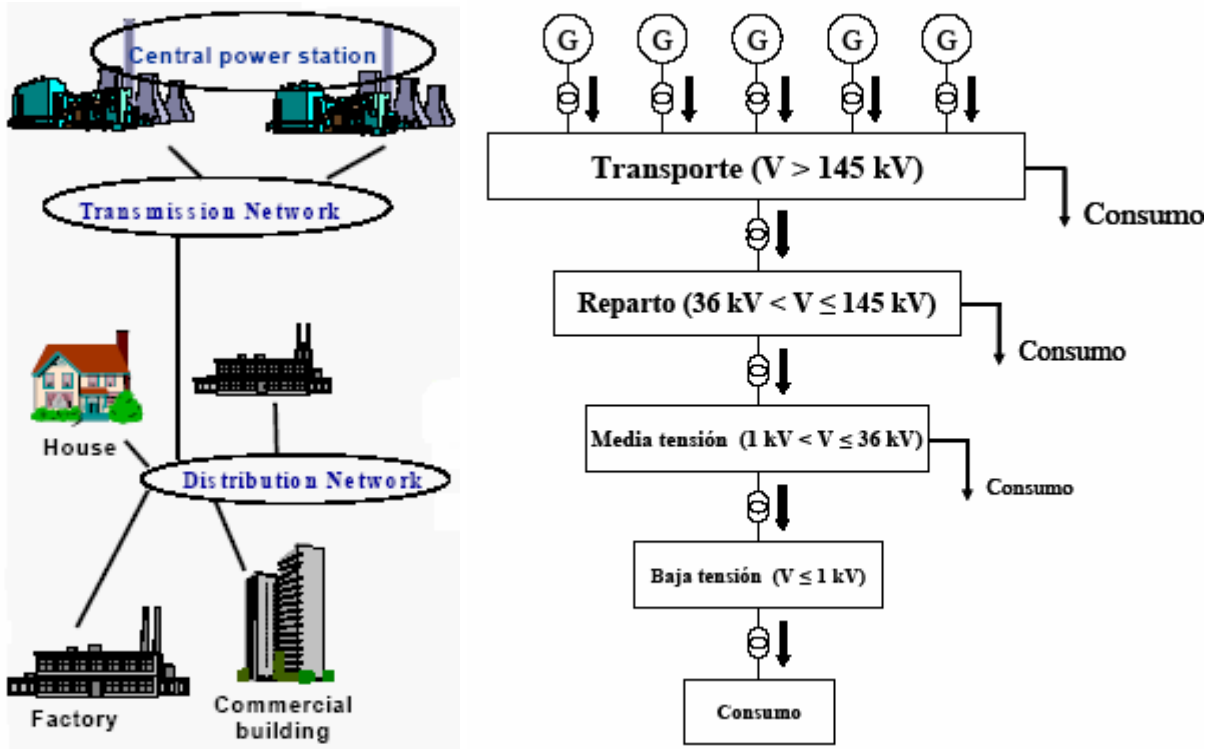


Figura 2.1.1 Estructura tradicional del sector eléctrico

La generación convencional se conectaba en la red de transporte y la energía recorría largas distancias hasta los centros de consumo.

Cuando esta energía llegaba a la red de reparto el flujo de potencia era prácticamente unidireccional debido al carácter radial de dichas redes.

Poco a poco la generación distribuida se comienza a integrar en redes de tensión inferiores al transporte. Inicialmente este tipo generación no tenía un carácter de lobby sino que se instalaba en centros cuya actividad tenía una alta repercusión social como por ejemplo hospitales, aeropuertos, etc.

Gracias a políticas de incentivos basadas fundamentalmente en primas o subvenciones se han ido introduciendo nuevas tecnologías con un objetivo

claramente diferenciado al caso anterior al aparecer un importante incentivo económico.

Gracias a estas políticas la energía eólica ha tenido un importante auge durante los últimos años llegando a los 9500MW instalados en la península ibérica.

Actualmente se encuentra con un importante crecimiento la energía solar como recurso distribuido gracias al incentivo económico con la regulación actual vigente.

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, 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 (Ackermann, 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*:  $50 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 300 \text{ MW}$

- 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.

- Tesis doctoral Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio (Méndez Quezada, 2005): 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.

- Más en general y teniendo en cuenta aspectos regulatorios para el sector eléctrico español podríamos decir que en España se entiende por generación distribuida al conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución debido a que se caracterizan por su pequeña potencia y por su ubicación en puntos cercanos al consumo.

Sus principales características son:

- Estar conectada a la red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida por la misma instalación y el resto se exporte a una red de distribución (e.g. cogeneración)
- No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele despacharse centralizadamente
- La potencia de los grupos suele ser menor de 50 MW.

Gráficamente hemos evolucionado del esquema tradicional antes mencionado al siguiente tipo de red:



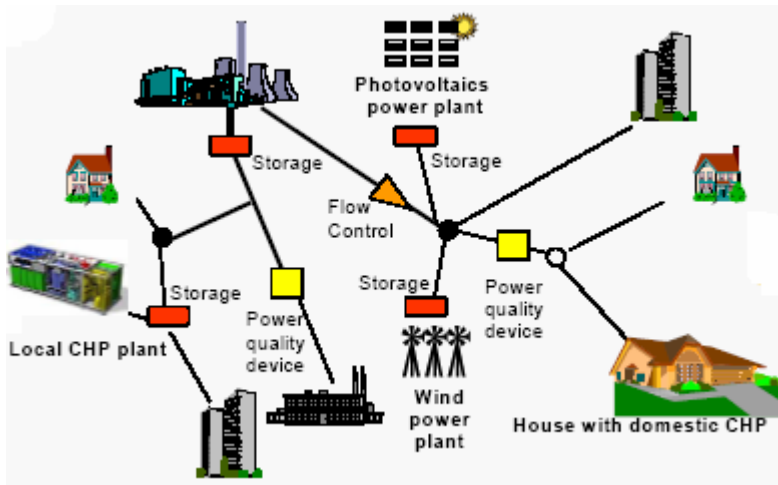


Figura 2.1.2 Nuevo esquema de red con la presencia de GD

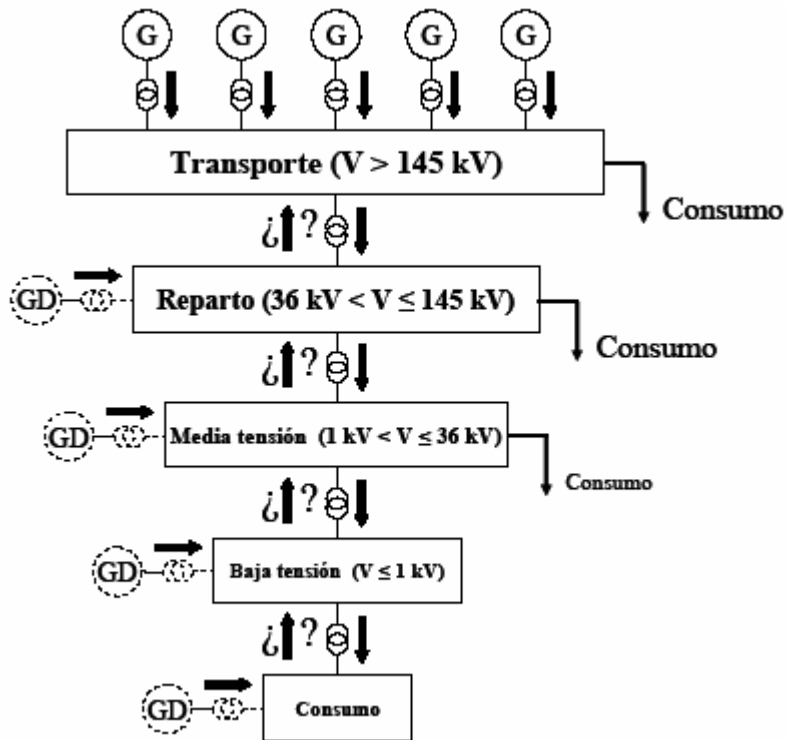


Figura 2.1.3 Nueva estructura de flujos con la presencia de GD

## 2.2. Diferentes tipos de tecnología

A continuación se muestran los diferentes tipos de tecnología que se emplean en aquellas instalaciones de generación que se conectan a la red de distribución.

Para cada tipo se describirán las características más importantes y se mostrará un cuadro con el tipo de combustible que emplean, su tamaño en cuanto a potencia instalada se refiere, eficiencia, disponibilidad, coste de inversión, coste de operación y mantenimiento y el coste promedio calculado según promedios de disponibilidad, coste de la instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Este último coste es el que se emplea para poder comparar los costes de unas tecnologías frente a otras.

Para profundizar más en detalle en aspectos definidos en las tablas se recomienda (Jenkins, 2000; Marnay, 2000; ONSITE SYCOM Energy Corporation, 1999; Penche, 1998 y Willis and Scott, 2000). El análisis de emisiones se ha basado en (Greene and Hammerschalg, 2000) y (California Alliance for Distributed Energy Resources, 1999) y (Méndez Quezada, 2005).

Puesto que la presente tesis no tiene por objetivo la descripción del estado del arte de cada tipo de tecnología a continuación se muestra la definición y los aspectos más importantes de cada tecnología:

- Turbinas de gas
  - Microturbinas
  - Turbinas de vapor
  - Ciclos combinados
  - Motores alternativos
  - Mini-hidráulica
  - Eólica
  - Solar
  - Pilas de combustible
  - Flywheels
- } posibles procesos de cogeneración

### 2.2.1 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 turbinas de Gas o a veces denominadas turbinas de gas de ciclo abierto debido a su hermano mayor de ciclo combinado se basan en el Ciclo de Rankine:

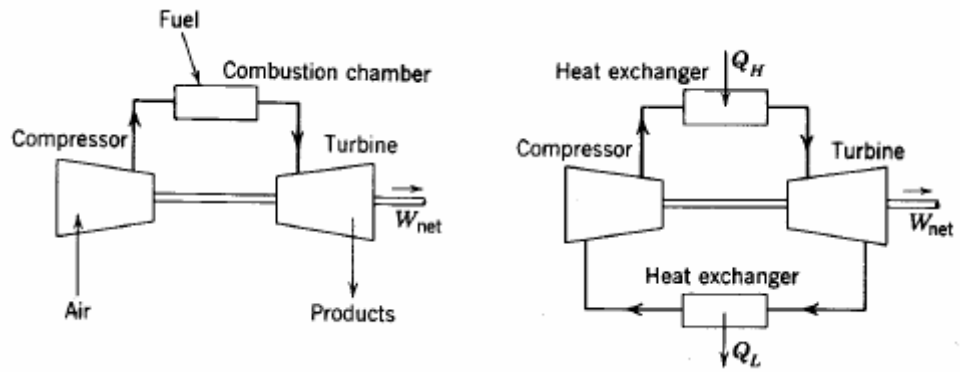


Figura 2.2.1.1 Elementos constitutivos del ciclo de Rankine

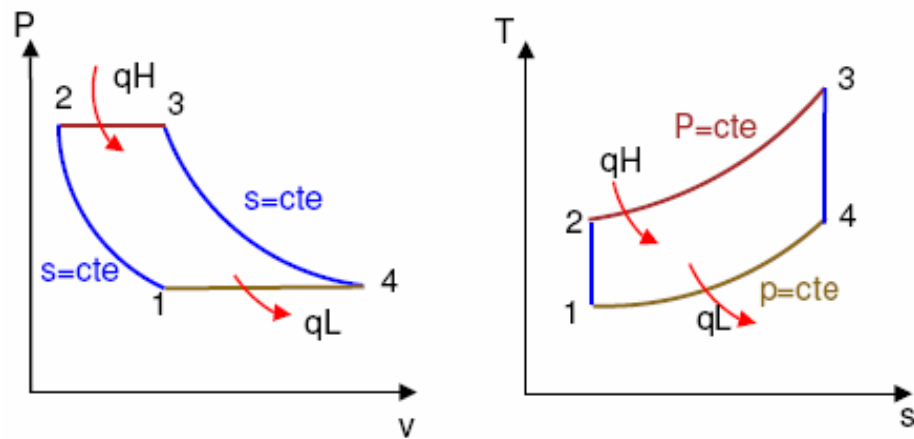


Figura 2.2.1.2 Diagramas P-V y T-S del ciclo de Rankine

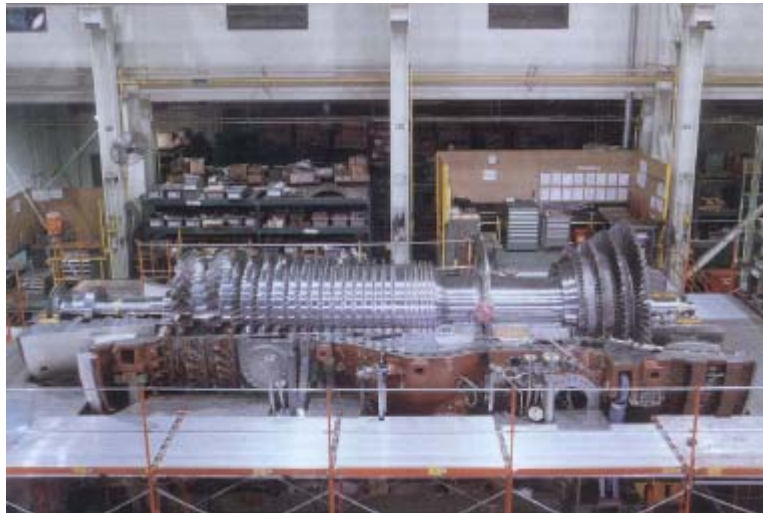


Figura 2.2.1.3 Turbina de Gas

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 alimentando 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.

Su producción también depende de las condiciones ambientales a las que se encuentre operando (presión, temperatura y humedad). Por ejemplo, la potencia generada disminuye al aumentar la temperatura mientras que aumenta al aumentar la presión.

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.

A continuación se muestra un cuadro resumen con las características más importantes (Méndez Quezada, 2005):

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 <sub>2</sub>	545-700 ●	Seg. demanda
	NO <sub>x</sub>	1,8-5 ●	Servicios comp.
	SO <sub>2</sub>	0,14-0,18 ●	black start
	CO	0,5-4,5 ●	<b>Aspectos Desfavorables</b>
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***
Tiempo arranque:	10 min-1 h	flicker	***
Superficie (m <sup>2</sup> /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):	6,4 (4,3-9,8)		
LEC (pts/kWh):	10,7 (7,1-16,3)		

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.

- : 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

Figura 2.2.1.4 características y propiedades de las turbinas de gas

### 2.2.2 Microturbinas

Son turbinas de combustión con potencias en el rango de 20-500kW, desarrolladas a partir de la tecnología de los turbo soplantes de la industria automovilística y los pequeños turborreactores de la industria aeronáutica. Están constituidas por un compresor, una turbina, un recuperador y un

generador, generalmente montados en un único eje. Sus principales ventajas son el número escaso de partes móviles, su tamaño compacto, su gran variedad de tamaños y una menor emisión de ruidos y emisiones que una turbina de gas. Su principal desventaja es su alto coste.

En la foto siguiente se muestra una microturbina de 80kW:



Figura 2.2.2.1 Microturbina de 80kW

Permiten dos modos de funcionamiento:

- Con recuperador de calor, que permite transferir parte del calor de los gases de escape al aire de entrada al compresor, aumentando su temperatura y permitiendo una sustancial mejora de la eficiencia eléctrica de la microturbina que puede llegar a rendimientos en el entorno de 27-30%.
- Sin recuperador de calor, en aplicaciones de cogeneración, donde la utilización del calor residual prima sobre la producción de electricidad. En este caso, la eficiencia eléctrica disminuye a un 15-18%, pero el rendimiento total puede ser del orden de un 80%.

Las microturbinas pueden emplearse de diversas formas:

- a) Como energía de respaldo
- b) Para satisfacer picos de demanda
- c) En Sistemas Híbridos con celdas de combustible
- d) En vehículos eléctricos híbridos

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 <sub>2</sub>	590-800 ●	Seg. demanda	***
	NO <sub>x</sub>	0,09-0,64 ○	Servicios comp.	**
	SO <sub>2</sub>	despreciable ○	black start	***
	CO	0,14-0,82 ○		
		Aspectos Desfavorables		
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	◆◆ <sup>i</sup>	
Tiempo arranque (s):	60	flicker	◆	
Superficie (m <sup>2</sup> /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) <sup>ii</sup> :	8,6 (6,0-12,5)			
LEC (pts/kWh) <sup>ii</sup> :	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  
 ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

●●●● : Muy buena  
 ●●● : Buena  
 ●● : Normal  
 ● : Malo  
 ●●●● : Muy malo

Figura 2.2.2.2 características y propiedades de las microturbinas

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



Figura 2.2.3.1 Turbina de vapor

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

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.

Esta tecnología presenta 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.

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):	CO <sub>2</sub>	0-1.000 ●	Seg. demanda ***
	NO <sub>x</sub>	0,15-3 ●	Servicios comp. ***
	SO <sub>2</sub>	menor de 0.15 ●	black start ***
	CO	1-4 ●	<b>Aspectos Desfavorables</b>
Disponibilidad %:	90	Armónicos	***
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):		flicker	***
Coste Inversión (€/kW):	1.500-3.000	Comentarios: Es una tecnología de generación madura.	
O&M (cent/kWh):	0.8-1		
LEC (cent/kWh) <sup>ii</sup> :	9,1 (6,9-12,0)		
LEC (pts/kWh) <sup>ii</sup> :	15,2 (11,5-20,0)		

i: El comportamiento de las emisiones depende del tipo de combustible que se utiliza. Los valores presentados en la tabla corresponden a la utilización de biomasa. Si se utiliza biomasa renovable, las emisiones de CO<sub>2</sub> se pueden considerar nulas ya que en este caso el CO<sub>2</sub> que se emite al quemarse 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.

- : 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

Figura 2.2.3.2 características y propiedades de las turbinas de vapor

### 2.2.4 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.

Se define ciclo combinado como el acoplamiento termodinámico de dos ciclos termodinámicos distintos: uno que opera a alta temperatura y otro que opera a baja temperatura. El calor residual del ciclo de alta se utiliza como aportación de calor en el ciclo de baja temperatura.

Los ciclos combinados más frecuentes son los ciclos combinados gas-vapor esto es, con una turbina de gas de ciclo abierto como ciclo de alta temperatura (Brayton) y un ciclo con turbina de vapor (Rankine) como ciclo de baja temperatura. Los fluidos empleados son agua y aire por abundancia, su sencillez de reposición y fácil manejo.

Esta tecnología presenta 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.

A continuación se muestra el cuadro resumen para esta tecnología (Méndez Quezada, 2005):

Ciclos combinados			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Principalmente gas natural.	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	> 20	Despacho	***
Eficiencia %:	40-60	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh) <sup>i</sup> :	CO <sub>2</sub>	320-400	Seg. demanda
	NO <sub>x</sub>	0,05-0,40	Servicios comp.
	SO <sub>x</sub>	despreciable	<i>black start</i>
	CO	0,02-0,45	
		Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***
Superficie (m <sup>2</sup> /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) <sup>ii</sup> :	4,7 (2,9-6,4)		
LEC (pts/kWh) <sup>ii</sup> :	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

Figura 2.2.4.1 características y propiedades de los ciclos combinados



### 2.2.5 Motores alternativos

Los motores alternativos son lo que típicamente se ha denominado motores de combustión interna.



Figura 2.2.5.1 Motor de combustión interna

Es la tecnología más extendida, con un gran rango de potencias. Su principal uso es como apoyo en caso de un cero de tensión.

Su principal ventaja es su rápida respuesta, y las desventajas son unos altos niveles de ruido, altos costes de operación y mantenimiento y altas emisiones de NOx.

Existen dos tipos de motores, motores de gas natural y motores diesel.

La eficiencia energética de estos motores se sitúa en el rango del 30-45%, con expectativas de alcanzar el 50% para el año 2010.

En el cuadro siguiente se muestran sus características más importantes (Méndez Quezada, 2005):

Motores alternativos			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Diesel, Gas natural y fuel oil	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	0,05-5	Despacho	***
Eficiencia (PCT) %:	30-45	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	590-800 ●	Seg. demanda
	NO <sub>x</sub>	4,5-18,6 ●	Servicios comp.
	SO <sub>x</sub>	0,18-1,36 ●	black start
	CO	0,18-4 ●	<b>Aspectos Desfavorables</b>
Disponibilidad %:	90-95	Armónicos	**
Tiempo arranque (s):	10	Flicker	**
Superficie (m <sup>2</sup> /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) <sup>i</sup> :	10,3 (4,7-19,1)		
LEC (pts/kWh) <sup>ii</sup> :	17,1 (7,7-31,8)		

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.  
 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  |

Figura 2.2.5.2 Características y propiedades de los motores alternativos

### 2.2.6 Mini-hidráulica

Una estación generadora mini hidráulica consiste en una turbina conectada a un generador eléctrico y todas las estructuras necesarias como canales y presas que regulen el caudal del río. Esta tecnología convierte la energía cinética del agua en energía eléctrica. La energía cinética depende del caudal y de la diferencia de cota entre el nivel superior del agua en la presa y nivel de la turbina. El rendimiento energético de esta tecnología ronda un 80%.

Existen tres tipos de tecnologías de generación mini hidráulica:

- Fluyentes (poca diferencia de cota, mucho caudal, turbinas Franklin y tienen pocas posibilidades de regular la potencia de salida).
- Media cota
- Alta cota (mucha diferencia de cota, poco caudal fácilmente regulable y turbinas Pelton).

Una planta hidráulica permite un arranque rápido, lo que la convierte en una tecnología adecuada para adaptarse a las variaciones de la demanda. Adicionalmente la posibilidad de instalar grupos de bombeo que permiten elevar el agua durante los periodos de precios bajos de la electricidad para posteriormente turbinarla en periodos de precios altos, permite contar con un arma contra el riesgo ante el precio.

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 <sub>2</sub>	0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO <sub>x</sub>	0 ○	Servicios comp.	◆◆◆
	SO <sub>2</sub>	0 ○	black start	◆ <sup>1</sup>
	CO	0 ○	<b>Aspectos Desfavorables</b>	
Horas equivalentes (h):	2.500-3.500	Armónicos	◆	
Superficie (m <sup>2</sup> /kW) <sup>ii</sup> :	1-1000	flicker	◆	
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) <sup>iii</sup> :	8,7 (4,0-15,5)			
LEC (pts/kWh) <sup>iii</sup> :	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
- : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas
- : Mejor que un ciclo combinado de gas
- ◆◆◆ : Muy buena
- ◆◆ : Buena
- ◆ : Normal
- ◆◆ : Malo
- ◆◆◆ : Muy malo

Figura 2.2.6.1 Características y propiedades de la Mini-hidráulica

### 2.2.7 Eólica

Tecnología que usa la energía eólica y la transforma en energía eléctrica. La potencia de dichos equipos se sitúan en la actualidad en rangos que van desde unos 30kW hasta más de 2 MW. Es una tecnología bastante madura, alcanzándose índices de fiabilidad de las máquinas cercanos al 97%.



Figura 2.2.7.1 Parque eólico

Existen dos tecnologías de transformación de la energía mecánica de las palas en energía eléctrica, una mediante generador síncrono y la otra con generador asíncrono. La tendencia actual va hacia generadores asíncronos controlados por convertidores de pulsos (generadores doblemente

alimentados). Esto permite regular la tensión de salida modificando el consumo o generación de energía reactiva. Esta opción es muy útil cuando el equipo generador se conecta a redes débiles, donde una fuerte inyección de potencia puede elevar la tensión del punto de conexión a valores por encima de los rangos tolerables. Además la construcción de las palas con la posibilidad de variar su ángulo de ataque permite regular la potencia activa generada.

La principal desventaja de esta tecnología es la dificultad de predecir la potencia generada, debido a las variaciones “impredecibles” del viento. Otro problema es el conocido como fenómeno flicker debido al paso de las palas delante del poste donde apoya el generador, produciendo pequeñas y repetitivas variaciones de tensión.

A continuación se adjunta la tabla resumen (Méndez Quezada, 2005):

Eólica				
Característica		Aspectos Favorables		
Energía primaria:	viento	Cogeneración	◆◆◆	
Tamaño (MW) <sup>i</sup> :	> 5	Despacho	◆◆◆	
Eficiencia %:	15-30	Func. en isla	◆◆◆	
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO <sub>x</sub>	0 ○	Servicios comp.	◆◆
	SO <sub>x</sub>	0 ○	black start	◆◆◆
	CO	0 ○	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	◆◆	
Superficie de barrido (m <sup>2</sup> /kW):	1,9-2,6	flicker	◆◆	
Superficie (m <sup>2</sup> /kW) <sup>ii</sup> :	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) <sup>iii</sup> :	5,8 (3,6-8,5)			
LEC (pts/kWh) <sup>iii</sup> :	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.

- : 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

Figura 2.2.7.2 Características y propiedades de los parques eólicos

### 2.2.8 Solar

#### Solar Fotovoltaica:

Tecnología que convierte la energía solar en electricidad. El rendimiento energético alcanzado en la actualidad ronda el 25%.



Figura 2.2.8.1 Placas fotovoltaicas

Los sistemas de generación fotovoltaicos se pueden dividir en tres segmentos:

- **Funcionamiento aislado:** El funcionamiento aislado se usa en localizaciones que no tienen acceso a la red de distribución y necesita del uso de baterías y de un regulador de carga.
- **El funcionamiento híbrido** supone que las placas fotovoltaicas se conectan en paralelo con otra fuente de generación, como un motor diesel o un generador eólico.
- **Conectados en paralelo con la red:** el consumo se alimenta o de los paneles fotovoltaicos o de la red, conmutando mediante un inversor. Esta solución presenta la ventaja de no necesitar batería ni un regulador de la carga, con lo que se reducen las pérdidas, y la inversión necesaria.

Es una tecnología muy intensiva en capital (coste de 5000-7000euros/kW) pero sin coste en combustibles. Sus ventajas son que no necesitan mantenimiento y que permiten alimentar consumos alejados de redes de distribución.

A continuación se muestra la tabla con las características más importantes (Méndez Quezada, 2005):

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 <sub>2</sub> 0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO <sub>x</sub> 0 ○	Servicios comp.	◆◆◆
	SO <sub>x</sub> 0 ○	black start	◆◆◆
	CO 0 ○	<b>Aspectos Desfavorables</b>	
Horas equivalentes (h):	1.100-1.500	Armónicos	◆◆
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	7,5-20	flicker	◆◆
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):	37,4 (26,9-51,7)		
LEC (pts/kWh):	62,2 (44,8-86,0)		

i: El primer valor se 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  |

Figura 2.2.8.2 Características y propiedades de la solar fotovoltaica

**Solar térmica:**

Esta tecnología todavía está en desarrollo 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:

• **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.

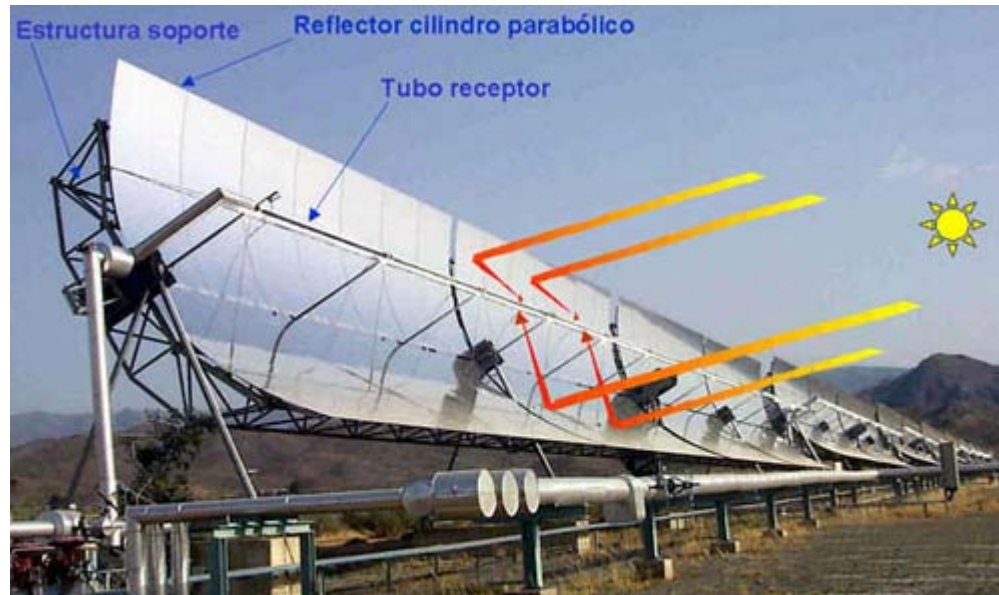


Figura 2.2.8.3 Colectores cilindro-parabólicos

Un posible esquema de producción con turbina de vapor sería:

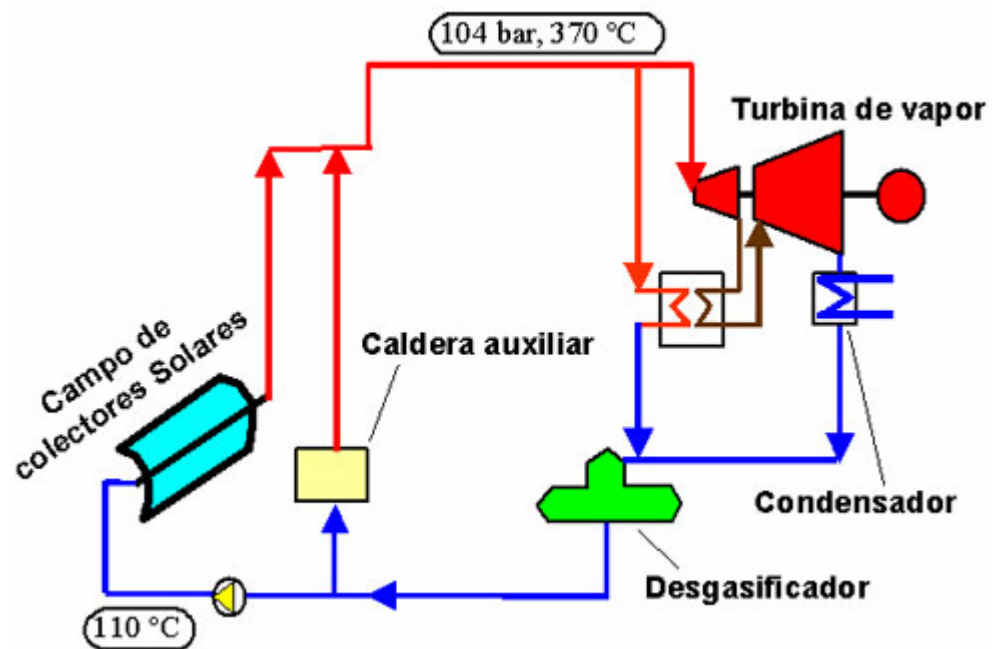


Figura 2.2.8.4 Esquema de producción de central solar con turbina de vapor

- **Torre central o helióstatos:**

En este esquema se emplea una gran cantidad de espejos planos, conocidos como helióstatos, 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.

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

A continuación se muestra un esquema del proceso y una foto ilustrativa de una central solar con torre central y helióstatos:



Figura 2.2.8.5 Torre solar y helióstatos



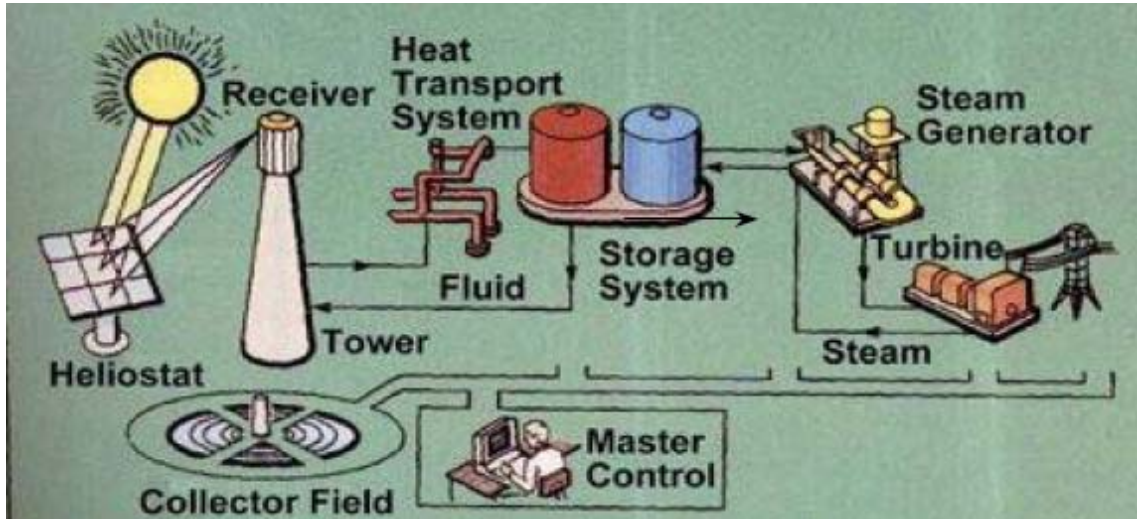


Figura 2.2.8.6 Esquema del proceso de producción de central solar con torre y heliostatos

- **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  $750^{\circ}\text{C}$  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.

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.

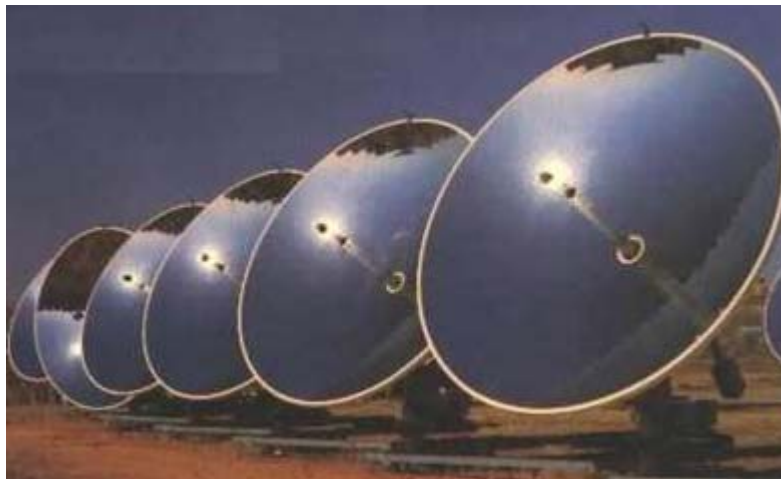


Figura 2.2.8.7 Colectores parabólicos

A continuación se muestra una tabla resumen con las características más importantes (Méndez Quezada, 2005):

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 <sub>2</sub> 0 ○	Seg. Demanda	◆◆
	NO <sub>x</sub> 0 ○	Servicios comp.	◆◆
	SO <sub>x</sub> 0 ○	<i>black start</i>	◆
	CO 0 ○	<b>Aspectos Desfavorables</b>	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	◆◆
Superficie (m <sup>2</sup> /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) <sup>i</sup> :	13,2 (9,6-17,7)		
LEC (pts/kWh) <sup>i</sup> :	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.

- : 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

Figura 2.2.8.8 Características y propiedades de la solar térmica

### 2.2.9 Pilas de combustible

Dispositivo capaz de convertir la energía química directamente en energía eléctrica. Se basan en una reacción química en la que a partir de Hidrógeno y Oxígeno se genera agua, calor y electricidad. Su funcionamiento es parecido al de una pila convencional, con dos electrodos y un electrolito conductor de iones. Al ánodo llega el combustible, el hidrógeno, donde pierde, gracias a la colaboración de algún catalizador que dopa el electrodo, un electrón. De esta manera el ión H<sup>+</sup> resultante inicia su migración a través del electrolito hacia el cátodo, donde se combina con el oxígeno allí presente para formar agua y en una reacción exotérmica generar adicionalmente calor.

Sus ventajas son una gran eficiencia energética (35-50%), no contribución al efecto invernadero y permitir una gran seguridad de suministro.

A diferencia de las baterías, donde el “combustible” es interno (por lo que hay que proceder periódicamente a su recarga), en la pila se suministra desde una fuente externa. En este sentido la pila de combustible puede funcionar de modo continuo e ininterrumpido.

El combustible básico para la pila es el hidrógeno. Para poder aportar este combustible, normalmente se procede al reformado de algún combustible de origen fósil, generalmente el gas natural.

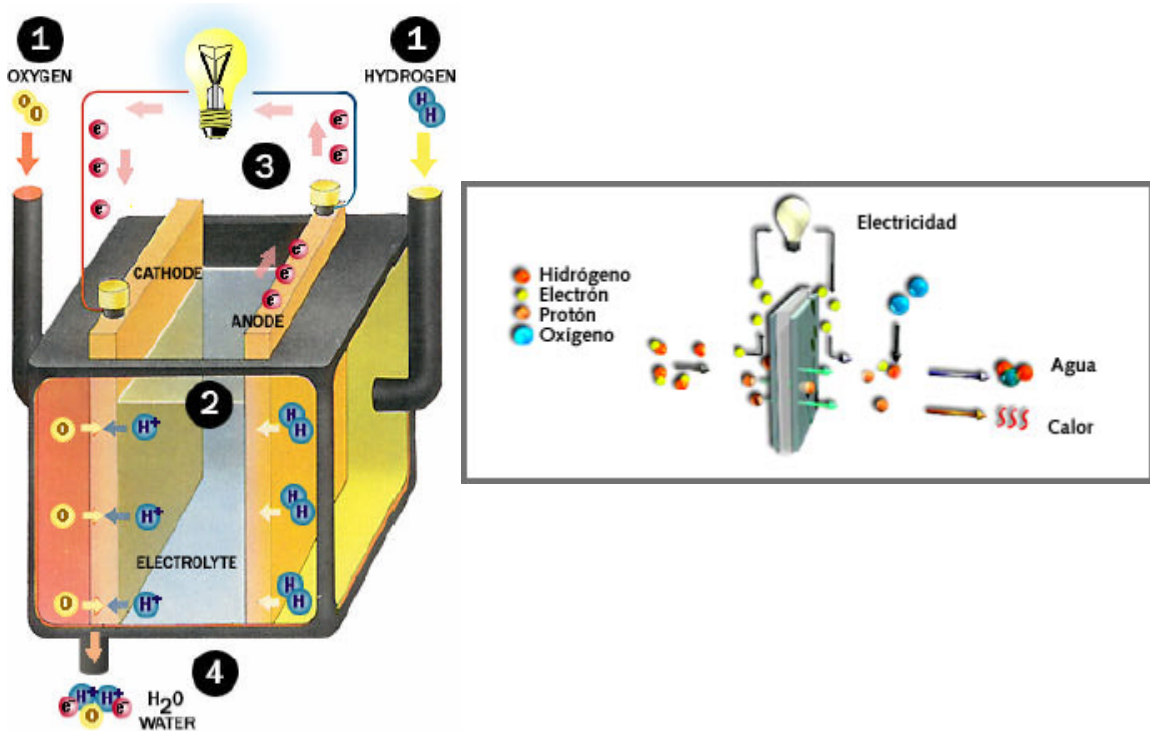


Figura 2.2.9.1 Pilas de combustible. Esquema de funcionamiento

Sus principales componentes son:

- Ánodo: electrodo del combustible, que suministra una interfase común para el combustible y el electrolito, promueve la reacción catalítica para la oxidación del combustible y conduce los electrones desde el lugar de la reacción hasta el circuito externo, o bien hasta un colector de corriente que a su vez, conduce a los electrones hasta el circuito externo.
- Cátodo: electrodo del oxidante, que suministra una interfase común para el oxígeno y el electrolito, cataliza la reacción de reducción de aquél y conduce los electrones desde el circuito externo hasta el lugar de reacción del oxígeno.
- Electrolito: medio que debe transportar una de las especies (cationes o aniones) que intervienen en las reacciones del electrodo del combustible y oxidante, al mismo tiempo que no debe tener conductividad eléctrica, con objeto de evitar cortocircuitos en el sistema. Por otra parte juega un papel importante en la separación de los gases combustible y oxidante,

consiguiéndose esto a través de la retención del electrolito en los poros de una matriz. Las fuerzas de capilaridad del electrolito dentro de los poros permite a la matriz separar los gases incluso bajo condiciones de presión diferencial.

- Placa bipolar: Su función es separar las celdas individuales y conectarlas en serie, formando de esta forma la pila de combustible. Incluyen canales de gas para introducir los gases reactantes en los electrodos porosos y para extraer los gases productos y los inertes.

La unidad básica de una pila suele generar una corriente que es proporcional a la superficie de los electrodos y con una tensión “estándar” de 1,2V. Para encontrar los niveles deseados de tensión y potencia, se recurre al apilamiento de estas unidades elementales, para formar lo que se denomina “stack”.

Existen diferentes tipos de pilas, que se caracterizan por la naturaleza del electrolito utilizado:

- Pilas de Metanol Directo: El combustible que utilizan es una mezcla de metanol y agua, no explosiva y de fácil almacenamiento. El oxígeno necesario para su funcionamiento proviene del aire atmosférico que entra en la pila por procesos de difusión y de convección. Se caracterizan por poder variar rápidamente su salida de potencia, adaptándose a los cambios en la demanda.
- Pilas de Óxido Líquido: Emplea como electrolito un sólido poroso a base de óxidos metálicos. Opera en un rango de temperaturas de 900-1000 °C. Pueden ser utilizadas en aplicaciones de alta potencia, incluyendo estaciones de generación de energía eléctrica a gran escala. Existen varias pruebas con prototipos de 125kW. La eficiencia eléctrica puede alcanzar un 60%
- Pilas de Carbonatos Fundidos: emplea como electrolito una mezcla de carbonatos de litio, sodio y potasio, reunidos en una matriz cerámica. Opera en un rango de temperaturas de 650-700° C, temperaturas en las que se forma un fundido de conductividad adecuada para los iones carbonatados. Permiten alcanzar altas eficiencias combustible-electricidad y la posibilidad de usar combustibles a base de carbón.
- Pilas de Ácido Fosfórico: Usan como electrolito el ácido fosfórico (HPO<sub>3</sub>) a elevada concentración (98%), mantenido en una matriz de carburo de silicio. Opera a una temperatura comprendida entre 150-200 °C, rango en el que la conductividad iónica del ácido fosfórico es adecuada. Es el tipo de celda más desarrollada a nivel comercial y ya se encuentra en aplicaciones

tan diversas como clínicas, hospitales u hoteles. Las celdas de combustible de ácido fosfórico generan electricidad con más del 40% de eficiencia y cerca del 85%, si se produce vapor, es empleado en cogeneración.

Hoy en día, el costo de una celda de combustible comercial es de unos 1600-3500 euros/kW. En el caso de las celdas basadas en hidrógeno, la necesidad de establecer una infraestructura para manejarlo, aunque técnicamente posible, crea dificultades por su coste.

Las celdas sólo serán económicamente viables en la medida que la producción de hidrógeno sea más económica.

Pilas de Combustible			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	hidrógeno, gas natural, propano	Cogeneración	*** <sup>i</sup>
Tamaño (MW):	20 kW-2 MW	Despacho	***
Eficiencia (PCI) %:	30-50	Func. en isla	**
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub> 360-630 ●	Seg. demanda	**
	NO <sub>x</sub> < a 0,023 ○	Servicios comp.	♦♦
	SO <sub>2</sub> 0 ○	black start	♦♦
	CO 0.005-0.055 ●	<b>Aspectos Desfavorables</b>	
Disponibilidad %:	superior al 95	Armónicos	♦♦♦
Tiempo arranque:	3-48 h	flicker	♦
Superficie (m <sup>2</sup> /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) <sup>iii</sup> :	8,5 (6,0-12,1)		
LEC (pts/kWh) <sup>iii</sup> :	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  |

Figura 2.2.9.2 Características y propiedades de las pilas de combustible

### 2.2.10 Volantes de inercia (Flywheels)

Una tecnología emergente y con poca aplicación práctica en la actualidad son los volantes de inercia. El objetivo de este tipo de tecnología consiste en proporcionar una cantidad de energía en un espacio de tiempo relativamente breve por lo que podrían desempeñar un papel muy importante en la regulación primaria del control frecuencia-potencia.

Un esquema básico de un volante de inercia sería:

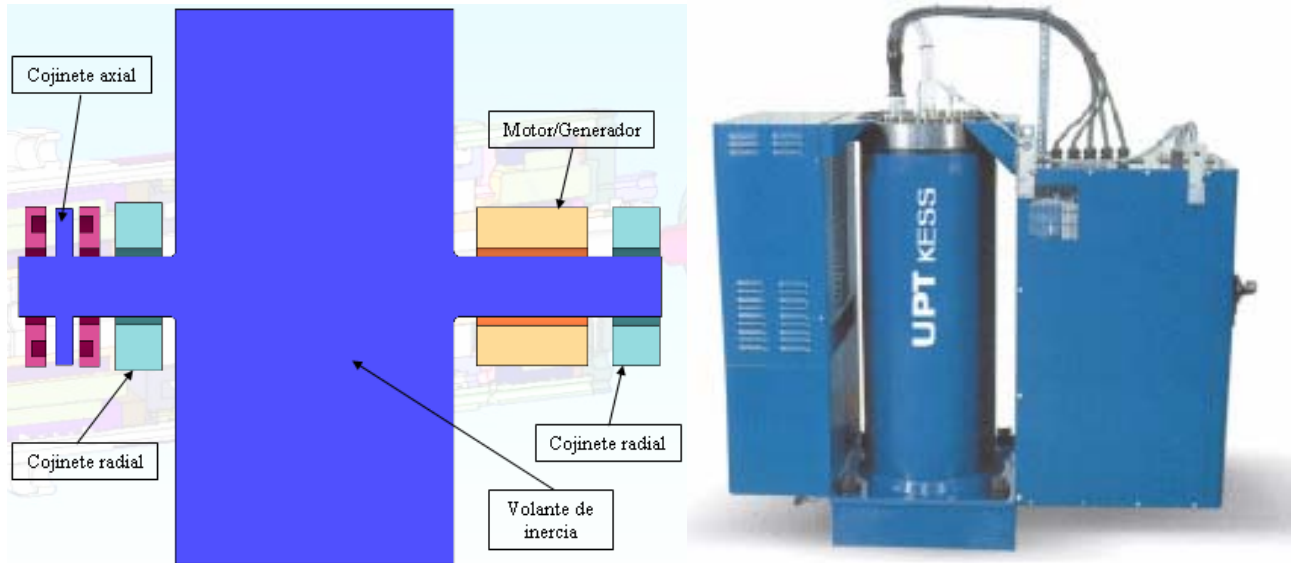


Figura 2.2.10.1 Flywheels

El diagrama de operación del volante de inercia podría ser el siguiente:

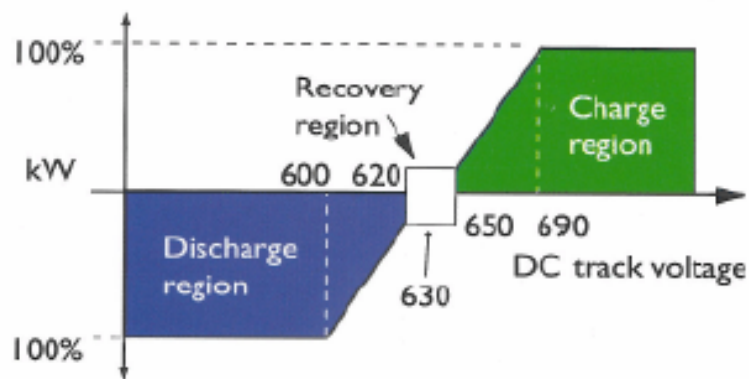


Figura 2.2.10.2 Diagrama de operación de un volante de inercia

Los ámbitos de aplicación de dicha tecnología podrían ser:

**Para el transporte:**

a) Apoyo de tensión

- Descensos importantes de tensión (al circular más de un tren en un punto de la red)
- Puede provocar pérdidas de transmisión excesivas ( $RI^2$ )
- Sistema de almacenamiento de energía apropiadamente dimensionado y colocado puede superar estos problemas
- Cuando los trenes aceleran, el sistema de almacenamiento proporciona energía a la red (incrementando la tensión de red y disminuyendo la demanda)

- Durante periodos de poca demanda se recarga el sistema de almacenamiento
- b) Frenada regenerativa
  - La energía de frenada es devuelta a la red
  - Si no hay carga que absorba esta energía, por ejemplo, un tren acelerándose, o un sistema de almacenamiento de energía, esa energía disponible es desperdiciada
  - Un sistema con un volante de inercia adecuadamente dimensionado, es capaz de absorber y devolver la energía del sistema a medida que lo necesite. Ejemplo: 200kW, 14MJ (4 kWh)
- c) Potencia adicional
  - A medida que los sistemas son expandidos, nuevas tecnologías desarrolladas y el número de pasajeros incrementado, la red de la subestación puede necesitar una actualización
  - Aumentar una subestación existente puede no ser posible
  - La naturaleza compacta y modular de un volante de inercia ofrece una alternativa flexible a estas cuestiones
- d) Programas de mantenimiento
  - La rutina de mantenimiento y la necesidad de reparación de subestaciones y equipamiento relacionado se ha convertido en una tarea difícil en sistemas de metro congestionados: El crecimiento de viajes y la demanda de viajes más cortos hace que sea difícil aislar subestaciones a la vez que se proporciona una tensión adecuada y un funcionamiento adecuado del sistema.
  - En tales situaciones, de manera temporal, un sistema con almacenamiento mediante volantes de inercia, permite que se realice el trabajo de mantenimiento, mientras el volante mantiene el nivel de tensión necesario en la red.

Para una adecuada **gestión de la energía:**

- a) Uniformizar consumo
  - En los valles de consumo se almacena energía en volantes de inercia
  - En los instantes de pico se devuelve dicha energía a la red
- b) Resultado
  - Reducción de pérdidas en el transporte y distribución
  - Mayor aprovechamiento de una subestación existente. Al obtenerse ahora picos de consumo menores.

### 3. Potencia instalada y producción de la generación distribuida en España



3. Potencia instalada y producción de la generación distribuida en España

En este apartado se pretende reflejar la evolución de la potencia instalada de la generación distribuida en España, según datos de UNESA, la producción según datos de la CNE y una posible estimación para el año 2050 de la energía renovable que se podría instalar en la península.

3.1. Potencia instalada de la generación distribuida

En primer lugar se va a mostrar la potencia instalada desde los años 1990 a 2004, según datos de UNESA, teniendo en cuenta los siguientes tipos de tecnología: Cogeneración, Eólica, Hidráulica, Residuos, Biomasa, tratamiento de Residuos y Solar.

<b>AÑO / P.Instalada (MW)</b>	<i>COGENERACIÓN</i>	<i>EÓLICA</i>	<i>HIDRÁULICA</i>	<i>RESIDUOS</i>	<i>BIOMASA</i>	<i>TRAT.RESIDUOS</i>	<i>SOLAR</i>	<i>Total</i>
1990	356	2	640	43				1.042
1991	597	3	754	52	1			1.407
1992	648	33	796	82	24			1.582
1993	1.150	34	856	87	24			2.151
1994	1.441	41	940	158	26		1,0	2.605
1995	1.759	98	998	201	40		1,0	3.097
1996	2.350	227	1.058	247	40		1,0	3.922
1997	2.728	420	1.107	247	41		1,0	4.543
1998	3.734	884	1.240	292	68		1,1	6.218
1999	4.256	1.674	1.377	311	77	29	1,1	7.726
2000	5.015	2.289	1.407	294	127	82	1,4	9.213
2001	5.429	3.501	1.499	404	197	159	3,2	11.190
2002	5.663	5.059	1.532	416	321	327	6,8	13.317
2003	5.745	6.320	1.602	423	421	423	10,8	14.933
2004	5.869	8.203	1.641	540	433	468	21,1	17.154

Tabla 3.1.1 Potencias instaladas de diferentes tecnologías de GD

Gráficamente:

**Evolucion de la potencia instalada en el régimen especial en España**

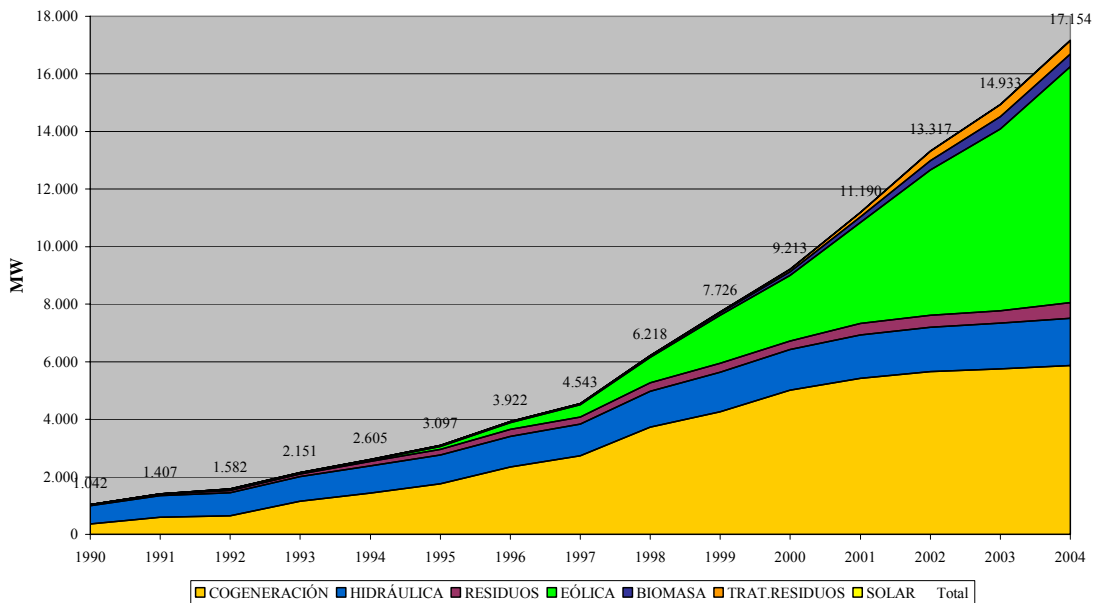


Figura 3.1.1 Evolución de la potencia instalada en el régimen especial en España

Se observa como en España las tecnologías de GD que más auge han tenido han sido la energía eólica llegando a una potencia instalada a finales del año 2005 de 9300MW. Le sigue la biomasa aunque en los últimos años se ha estabilizado su crecimiento.

Según los nuevos incentivos económicos parece ser que la energía solar va a ser la que experimente un auge importante en los años venideros.

Atendiendo a la división regulatoria del RD 436/2004 a continuación se muestra una tabla resumen con la potencia instalada en kW en cada provincia española actualizada a día 1-10-2005:



Agrupando la potencia total instalada en kW por comunidades autónomas se tiene:

<b>Potencia instalada (kW)</b>	
Andalucía	942.602
Aragón	1.557.989
Asturias	280.932
Baleares	9.835
Canarias	47.306
Cantabria	54.653
Castilla La Mancha	1.997.908
Castilla y León	1.844.812
Cataluña	510.287
Comunidad Valenciana	381.723
Extremadura	20.632
Galicia	2.250.821
la Rioja	461.416
Madrid	244.494
Navarra	868.602
País Vasco	286.748
Región de Murcia	249.538
<b>Total</b>	<b>12.010.299</b>

Tabla 3.1.3 Potencias instaladas de GD por comunidades autónomas

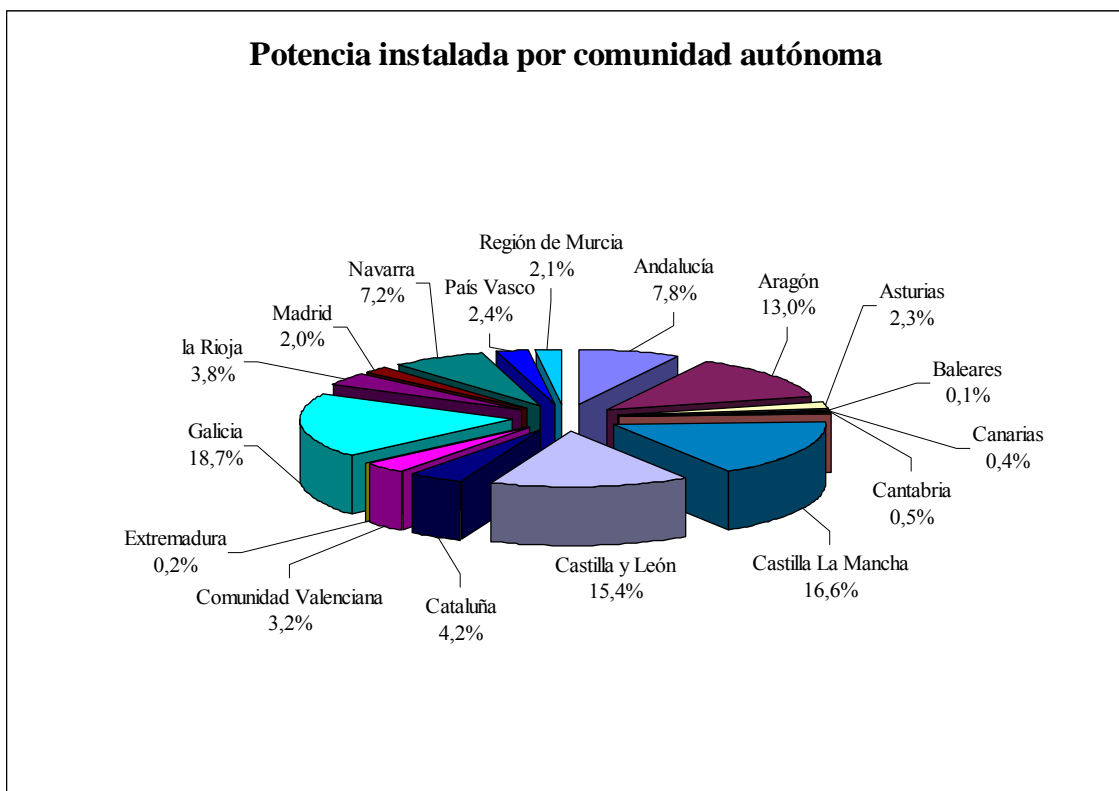


Figura 3.1.2 Potencias instaladas de GD por comunidades autónomas

Se observa como la comunidad autónoma con mayor potencia de régimen especial instalada es Galicia con el 18.7%, seguida de Castilla la Mancha 16.6%, Castilla y León 15.4% y Aragón 13%.

Las anteriores comunidades autónomas presentan elevadas potencias instaladas debido a la generación eólica, que es la que mayor auge ha experimentado.

Agrupando por categorías y comunidades autónomas:

<b>Potencia instalada (kW) y (%)</b>	<i>Grupo a</i>		<i>Grupo b</i>		<i>Grupo c</i>		<i>grupo d</i>	
Andalucía	39.174	4,5%	536.788	5,9%	22.896	13,7%	343.744	19,2%
Aragón	25.667	2,9%	1.364.359	14,9%	10.234	6,1%	154.380	8,6%
Asturias	12.888	1,5%	236.561	2,6%	23.440	14,0%	8.043	0,5%
Baleares	6.094	0,7%	3.741	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Canarias	8.648	1,0%	38.658	0,4%	0	0,0%	0	0,0%
Cantabria	0	0,0%	51.653	0,6%	0	0,0%	0	0,0%
Castilla La Mancha	71.713	8,2%	1.766.545	19,3%	0	0,0%	159.645	8,9%
Castilla y León	55.145	6,3%	1.484.098	16,2%	0	0,0%	300.739	16,8%
Cataluña	115.477	13,3%	173.457	1,9%	5.200	3,1%	216.116	12,1%
Comunidad Valenciana	192.124	22,0%	57.411	0,6%	38.839	23,2%	93.349	5,2%
Extremadura	0	0,0%	9.001	0,1%	0	0,0%	11.631	0,7%
Galicia	100.656	11,6%	1.915.201	20,9%	66.883	39,9%	142.482	8,0%
la Rioja	6.716	0,8%	426.119	4,7%	0	0,0%	28.581	1,6%
Madrid	128.188	14,7%	39.077	0,4%	0	0,0%	77.228	4,3%
Navarra	33.047	3,8%	810.653	8,9%	0	0,0%	23.346	1,3%
País Vasco	66.597	7,6%	120.458	1,3%	0	0,0%	99.445	5,6%
Región de Murcia	9.250	1,1%	113.232	1,2%	0	0,0%	127.056	7,1%
<b>Total</b>	<b>871.384</b>	<b>100%</b>	<b>9.147.013</b>	<b>100%</b>	<b>167.492</b>	<b>100%</b>	<b>1.785.785</b>	<b>100%</b>

Tabla 3.1.4 Potencias instaladas de GD por CCAA según RD436/2004

Gráficamente:

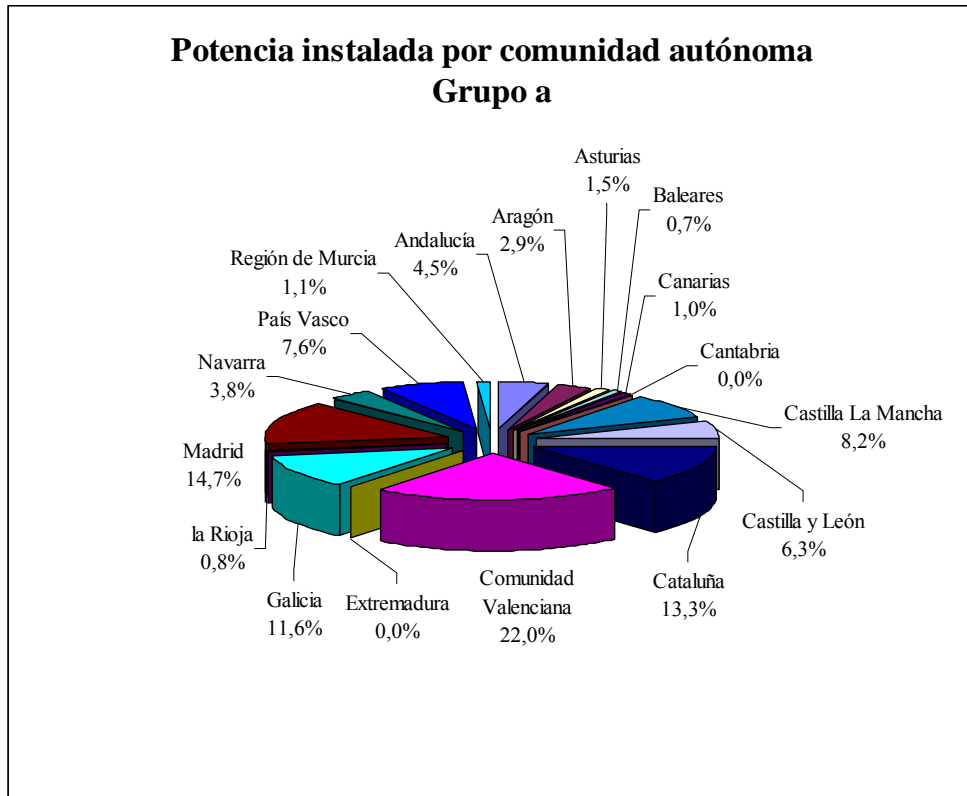


Figura 3.1.3 Potencias instaladas de GD por CCAA. Grupo A

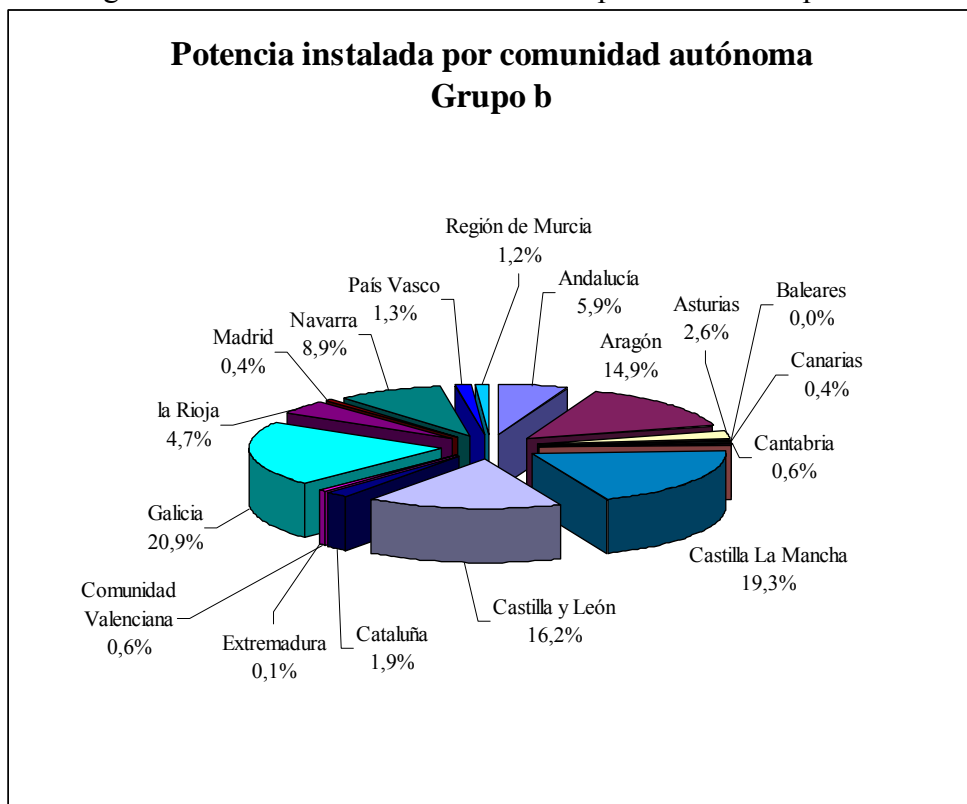


Figura 3.1.4 Potencias instaladas de GD por CCAA. Grupo B

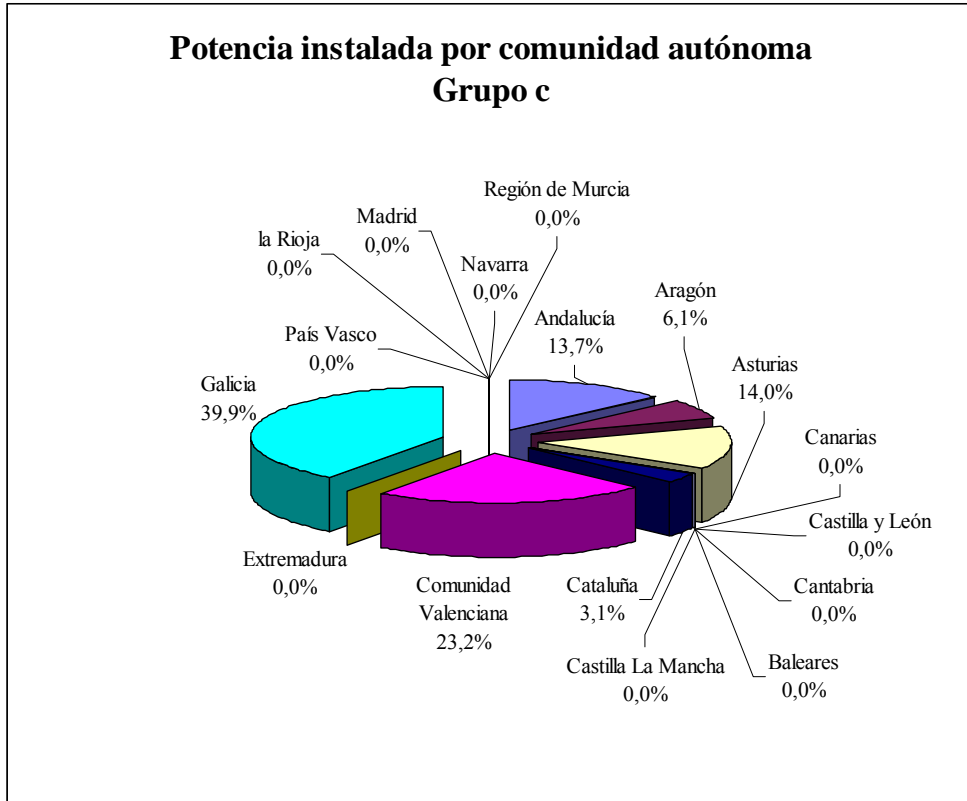


Figura 3.1.5 Potencias instaladas de GD por CCAA. Grupo C

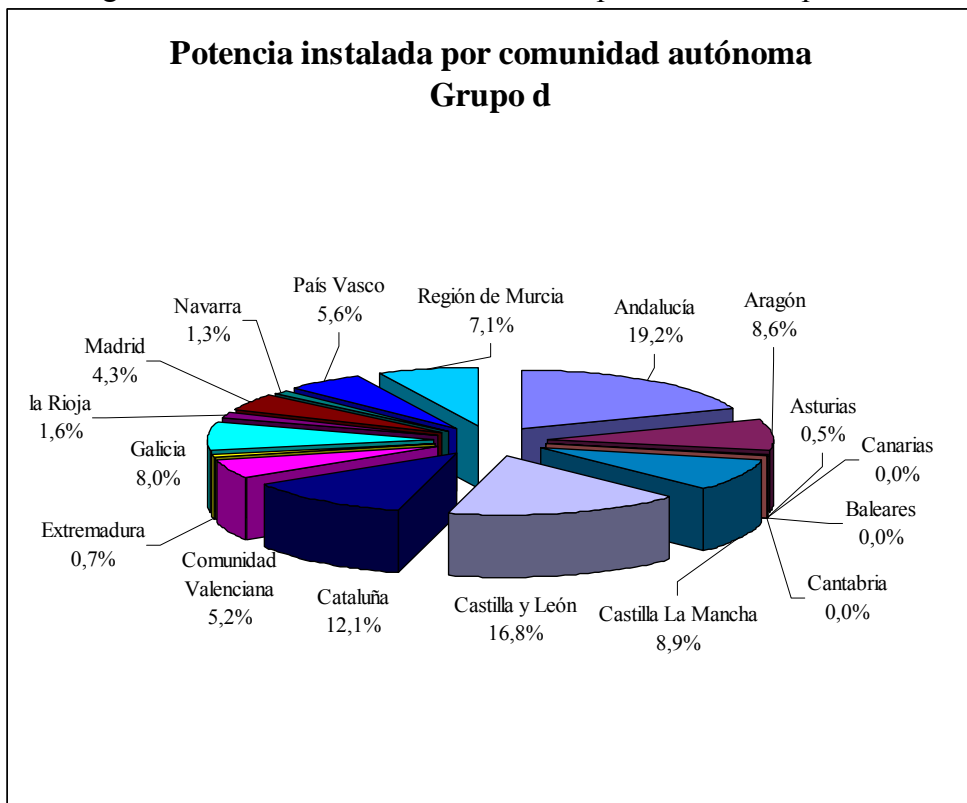


Figura 3.1.6 Potencias instaladas de GD por CCAA. Grupo D

Por último se muestra una tabla comparativa en la evolución de la potencia instalada desde el 1998 al 2003 con respecto al plan de infraestructuras del 2011:

Potencia instalada en 1998, potencia instalada a finales de 2003 y Objetivos del Plan de Infraestructuras (2002-2011) (MW)

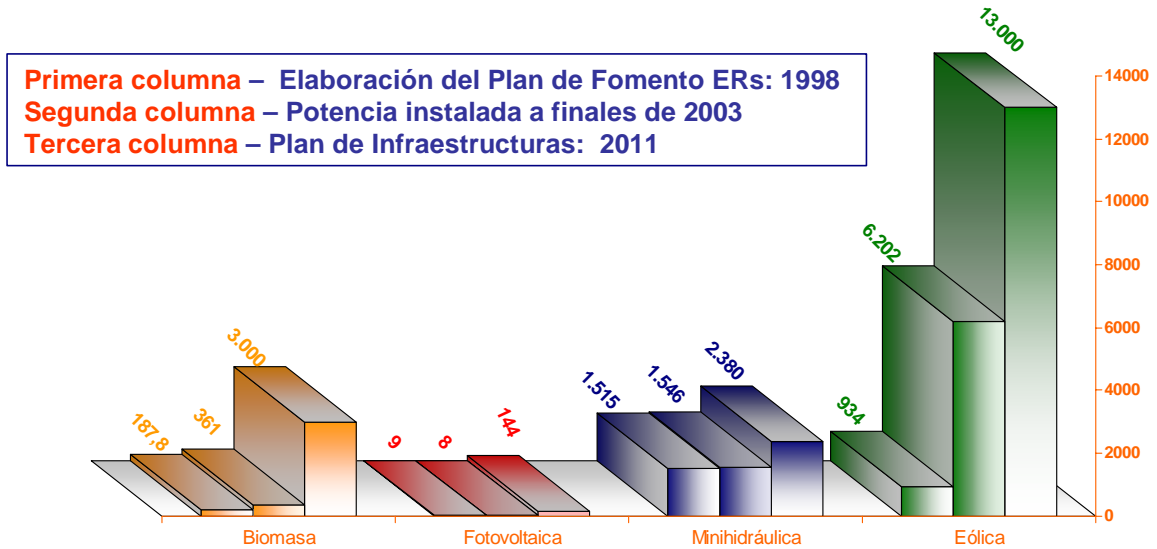


Figura 3.1.7 Potencias instalada en 1998. Potencia instalada a finales de 2003. Objetivos del plan de infraestructuras (2002-2011)

### 3.2. Producción de la generación distribuida en España

Según datos de la CNE, a finales de 2003 la producción de las energías renovables fue de 17.197GWh lo cual representó el 7.27% del total de la producción.



Gráficamente:

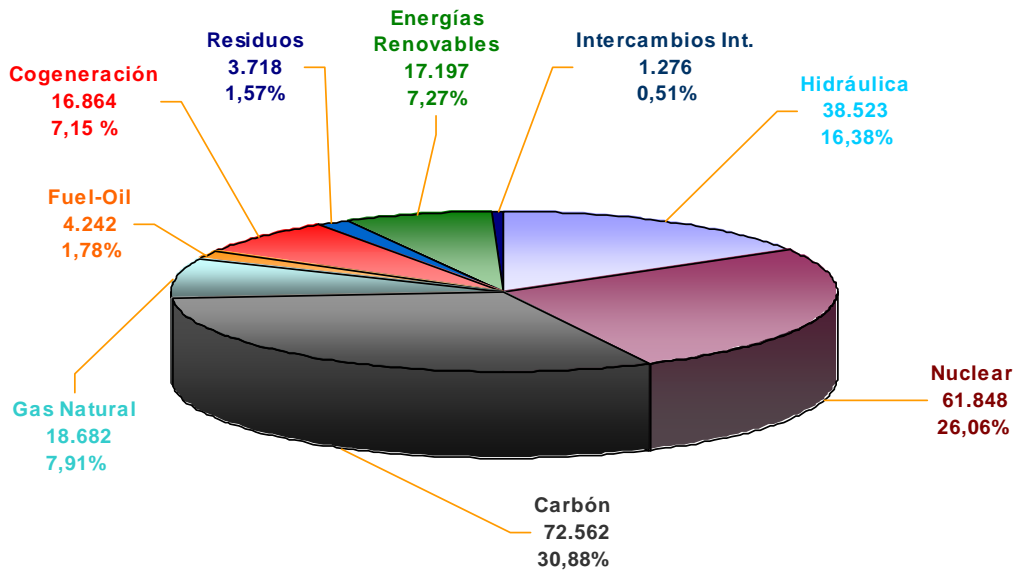


Figura 3.2.1 Producción de la GD en GWh. Año 2003

Si descomponemos la producción renovable en las tecnologías más importantes se tiene:

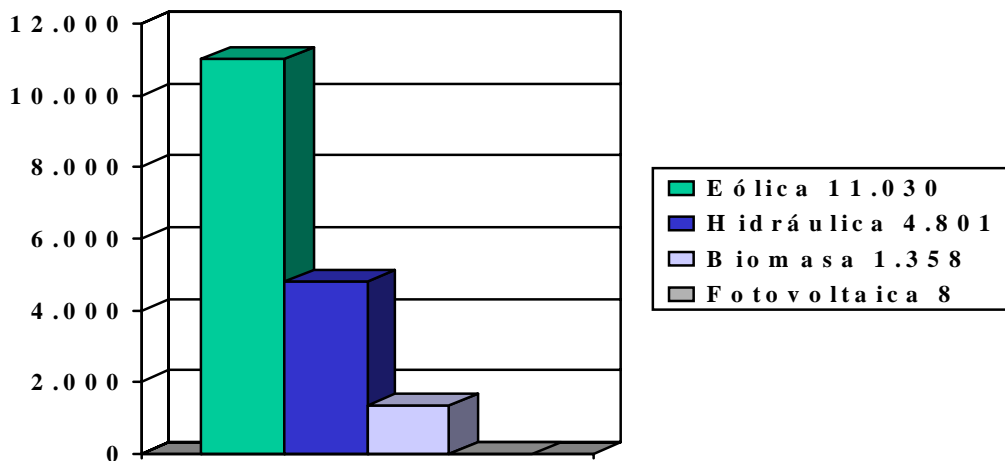


Figura 3.2.2 Producción renovable por tecnologías. Año 2003

Las energías renovables invirtieron un total de 1500 millones de euros en el año 2003 y facturaron un total de 1050 millones de euros.

Esto significa que las energías renovables proporcionaron suministro eléctrico a 4.776.000 familias, evitaron la emisión de 16.509.000 toneladas de CO<sub>2</sub> y evitaron la importación de 1.478.000 toneladas de petróleo.

### 3.3. Potencial de las energías renovables en la España peninsular

Según un informe elaborado por Greenpeace (Greenpeace, 2005), la demanda energética esperada para el año 2050 será de 1525TWh/año, lo que equivale a decir 109kWh/ (hab-día).

España tendría el siguiente potencial en cuanto a potencia instalada de carácter renovable y producción:

<b>Potencial GD</b>	<b>Potencia instalada (GW)</b>	<b>Producción (TWh/año)</b>
Geotérmica	2,48	19,53
Hidráulica	18,8	37,61
Biomasa	19,46	141,16
Olas	84,4	296
Eólica marina	164,76	334
Fotovoltaica	1202,9	1951,5
Solar Térmica	2739	9897
Chimenea Solar	324,3	836,2
Eólica terrestre	915	2285

Tabla 3.3.1 Potencial de potencia instalada de carácter renovable estimada para el año 2050

En la tabla anterior no se han tenido en cuenta restricciones de tipo regulatorio, ni de transporte y distribución de electricidad, técnicos, etc.

No obstante se pretende tener un orden de magnitud del posible potencial energético que podría tener la península teniendo en cuenta los recursos energéticos distribuidos de carácter renovable.

El techo energético instalado de carácter renovable podría llegar a una producción de 15.798TWh/año lo que supondría un margen de cobertura de 10.4 veces la demanda.

Resumiendo la producción potencial, en la gráfica siguiente se observa el desglose de producción renovable. En primer lugar iría la energía solar térmica, seguida de la eólica y la fotovoltaica.

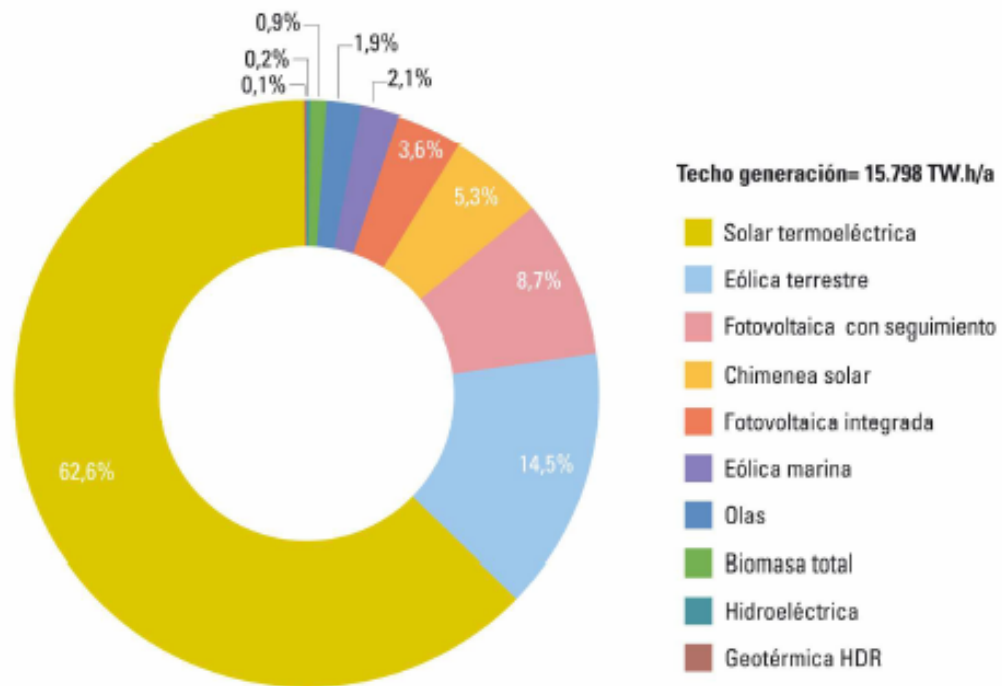


Figura 3.3.1 Potencial de potencia instalada de carácter renovable estimada para el año 2050

#### 4. Normativa sobre generación distribuida en el sector eléctrico español

4. Normativa sobre generación distribuida en el sector eléctrico español

En este apartado se pretende hacer un resumen de la legislación existente en el sector eléctrico español que de alguna manera ha configurado el marco regulatorio actual de la GD y su relación con la distribución.

En primer lugar se enumerarán por orden cronológico las principales leyes y reales decretos que hacen referencia directa o indirecta a los diferentes aspectos de la GD:

- Orden ministerial 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”*
- RD 2366/1994 *“sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas”*
- Ley 54/1997, por la que *“se regulan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico”*
- RD 2818/1998, de 23 de diciembre, *“sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración”*
- RD ley 6/2000, de 26 de junio, por el que *“se aprueban medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios (liberalización del sector eléctrico)”*
- RD 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre *“conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de BT”*
- RD 1995/200, de 1 de diciembre, *“por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica [BOE 2000]”*
- RD 1664/2001, de 26 de Octubre, sobre *“tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica”*
- RD 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”*

- RD 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”*
- RD 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”*
- RD 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”*
- RD 1454/2005, de 2 de diciembre, *“por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico”*.

El cambio más importante a nivel regulatorio que de alguna manera nos ha conducido al entorno en el que nos encontramos en la actualidad comenzó con la Ley 54 de 1997 donde se introdujeron esquemas de mercado en actividades como generación y comercialización y se mantuvieron el transporte y la distribución como negocios regulados debido a su connotación de monopolios naturales.

Desde el punto de vista de la generación distribuida surge con la ley 54 el concepto normativo de generación de régimen especial para aquellas instalaciones con una potencia instalada inferior a 50MW, teniendo un carácter retributivo y normativo distinto de aquellas centrales de generación con participación en el mercado mayorista “pool”.

Tras la ley 54 de 1997 se distinguen dos períodos claramente diferenciados. Por un lado el inaugurado por el RD 2818/1998 con vigencia desde el año 1998 al 2004 y por otro el RD 436/2004 cuya aplicación tiene aún vigencia en la actualidad:

#### 4.1. Período 1998-2004

##### 4.1.1 RD 2818/1998

El RD 2818/1998 podríamos decir que es el desarrollo normativo de la ley 54/1997 orientado a la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

Dicho decreto derogó la normativa vigente hasta esa fecha (RD2366/1994), si bien mantuvo su vigencia para aquellas instalaciones que se encontraban acogidas a dicho RD.

En el RD 2818/1998 se otorgaba una prima adicional, diferente para cada tecnología, al precio medio del mercado mayorista “pool” para todas aquellas instalaciones de generación que se habían acogido al régimen especial de producción.

No obstante algunas tecnologías como la solar, la eólica, la geotérmica, olas, mareas y rocas calientes y secas tenían la opción de recibir un precio fijo. Sin embargo dicho precio fijo no distaba mucho del caso anterior pues su cálculo se realizaba en función del precio esperado en el mercado mayorista más la prima comentada anteriormente.

Si bien en el RD 2818/1998 se hacía referencia a la posibilidad de participación en el mercado mayorista por parte del régimen especial, la realidad fue bien distinta pues no existieron incentivos económicos suficientes mientras que sí había costes adicionales.

#### 4.1.2 RD841/2002

Con el RD 841/2002, en el que se regularon y desarrollaron los artículos 16, 17 y 18 del RD Ley 6/2000 se buscó precisamente el conseguir una mayor integración de la generación de régimen especial en el mercado mayorista, percibiendo en este caso una prima y una mayor retribución por garantía de potencia para completar sus ingresos por mercado.

Se habilita la posibilidad de agregar su producción para poder acudir al mercado, incluso se plantea la posibilidad de participación en los mercados de operación del sistema (solución de restricciones técnicas, desvíos generación – consumo y servicios complementarios).

Sin embargo, esto va a obligar a las instalaciones basadas en energías renovables a tener que asociarse con otro tipo de tecnologías más predecibles para poder dar este servicio. Por lo tanto se crea la necesidad de que los agentes agreguen en sus ofertas un mix de tecnologías que puedan dar este servicio, lo que implica una barrera de entrada para la satisfacción del servicio.

Por otro lado El RD 841/2002 desarrolló una serie de aspectos, que habían sido formulados en el RD-ley 6/2000:

- La obligatoriedad de determinadas instalaciones de acudir al mercado, presentando ofertas de venta de energía, percibiendo por ello el precio resultante del sistema de ofertas más una cantidad en concepto de garantía de potencia (Artículo 17 RD-ley 6/2000 y Ley 54/1997).

- La obligatoriedad de que determinadas instalaciones que no acudan al mercado comuniquen a la empresa distribuidora su programa horario, teniendo en algunos casos penalizaciones por las desviaciones que se produzcan (Artículo 18 RD-ley 6/2000).
- Nuevas formas de contratación de las comercializadoras con productores de Régimen Especial y agentes externos (Artículo 21 RD-ley 6/2000).
- Asimismo el RD 841/2002 regula los derechos y obligaciones a la hora de acceder al mercado de las instalaciones acogidas a los RD 2818/1998 y RD 2366/1994.

Por lo que respecta a las ofertas al mercado el RD 841/2002 matizó lo siguiente:

- $P \geq 50$  MW: oferta obligatoria al mercado mayorista.  
Deberán presentar oferta como unidad independiente, en las mismas condiciones que el régimen ordinario. Lo habitual será que subcontraten la gestión comercial de sus ofertas.
- $P \leq 50$  MW: oferta al mercado opcional.  
Pueden presentarse directamente como unidades independientes o a través de un agente vendedor (productores, autoproductores y comercializadores), quien podrá realizarlas por el conjunto de instalaciones de régimen especial a las que represente.  
Estas ofertas se realizarán para cada período de programación por la energía excedentaria vertida. Participarán con las mismas condiciones que los demás agentes productores de régimen ordinario.
- $P \leq 5$  MW: oferta al mercado opcional pero con condiciones.  
Si desean acudir al mercado, deberán hacerlo a través de un agente vendedor, quién podrá agregar en su oferta todas las unidades que represente.

A continuación se muestra una tabla resumen con lo más significativo de este RD 841/2002:



Tipo de Instalación	Grupo(s)/RD 2818/98)	Potencia (MW)	Ofertas al mercado	Acceso a través de Agente Vendedor	Desvíos(en caso de no ofertar) Oblig Comunicar	Coste
Cogeneración y calores residuales	a.1 y a.2	<= 5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		<=10		Opcional		
		10<P<=50	Obligatorio	No pueden	SI	SI
Cogeneradores	Dy E(s)/RD 2366/94)	<= 5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		<=10		Opcional		
		10<P<=50	Obligatorio	No pueden	SI	SI
Solar fotovoltaica	b.1.1	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=50		Opcional		
		P>50	Obligatorio	No pueden		
Solar térmica	b.1.2	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=50		Opcional		
		P>50	Obligatorio	No pueden		
Eólicas	b.2	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=50		Opcional		
		P>50	Obligatorio	No pueden		
Geotérmicas, olas, mareas y rocas	b.3	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=50		Opcional		
		P>50	Obligatorio	No pueden		
Minihidráulicas	b.4 y b.5	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=50		Opcional		
		P>50	Obligatorio	No pueden		
Biomasa primaria(vegetal y ciclo anual)	b.6	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=10		Opcional		
		10<P<=50	Obligatorio	No pueden	SI	
Biomasa Secundaria (Residuos)	b.7	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=10		Opcional		
		10<P<=50	Obligatorio	No pueden	SI	
Residuos Industriales y Urbanos	c.1,c.2 y c.3	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=10		Opcional		
		10<P<=50	Obligatorio	No pueden	SI	
Tratamiento de reducción de purines y explotaciones de porcino	d.1	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=10		Opcional		
		10<P<=50	Obligatorio	No pueden	SI	
Tratamiento de reducción de lodos	d.2	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=10		Opcional		
		10<P<=50	Obligatorio	No pueden	SI	
Tratamiento de reducción de residuos	d.3	<=5	Opcional	Obligatorio	NO	NO
		5<P<=10		Opcional		
		10<P<=50	Obligatorio	No pueden	SI	

Tabla 4.1.2.1 Resumen RD841/2002

## 4.2. Período 2004 – Actualidad:

### 4.2.1 RD 436/2004

Este período comienza la publicación del RD436/2004 que sigue vigente en la actualidad. Con este RD se inicia un período duradero, objetivo y transparente ya que aprovecha la estabilidad proporcionada por la metodología de la tarifa media de referencia (TMR) del RD 1432/2002.

Con el RD 436/2004 se derogan los RD 2818/1998 y el RD 841/2002 aunque permite un período transitorio en el que subsistirá con el RD 841/2002 hasta el 1 de enero de 2007.

Básicamente el presente RD consta de dos alternativas en cuanto a la retribución de la generación se refiere:

- Por un lado la generación puede no acudir al mercado y percibir una cantidad constante por cada kWh producido. Su evolución está ligada a la evolución de la tarifa media o de referencia (TMR) ya que su valor está fijado 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 en la determinación de las tarifas de consumo.

- Por otro lado todas aquellas instalaciones que quieran acudir al mercado lo harán con los mismos derechos y obligaciones que el resto de generadores. Esto en la práctica no es así en cuanto al mercado de servicios complementarios y soluciones de restricciones como se comentará en el capítulo posterior. La única opción que puede tener la GD, como ya se comentó anteriormente, consiste en agregar las ofertas para poder prestar técnicamente dicho servicio.

En este caso la retribución se basa en percibir el precio del mercado más una prima y un incentivo por participar en el mercado. Tanto la prima como el incentivo se encuentran indexados a la TMR de la misma forma que el precio fijo de la opción anterior.

Independientemente de la opción elegida existe un complemento por compensación de reactiva que dependerá del tipo de período y del factor de potencia que vendrá determinado por la siguiente tabla:

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

Tabla 4.2.1.1 Incentivo a la compensación de reactiva según RD 436/2004

Según la clasificación de la generación de régimen especial del RD 436/2004 las tecnologías se dividen según la energía primaria utilizada, las tecnologías de producción empleadas y los rendimientos energéticos obtenidos:

- Grupo a):

Cogeneración u otras formas de energía asociadas a actividades no eléctricas. Si la potencia instalada es inferior a 25MW el 30% de su producción eléctrica será para autoconsumo y si la potencia es superior a 50MW deberá ser el 50%.

Grupo a.1): Instalaciones que incluyen central de cogeneración

Grupo a.1.1): 95% de la energía primaria utilizada es Gas natural.

Grupo a.1.2): resto.

Grupo a.2): Instalaciones que incluyen central que utilice energías residuales fruto de cualquier actividad no destinada a la producción de electricidad.

- Grupo b):

Instalaciones que usen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles.

Grupo b.1): energía solar.

Grupo b.1.1): solar fotovoltaica

Grupo b.1.2): solar térmica

Grupo b.2): energía eólica

Grupo b.2.1): ubicadas en tierra

Grupo b.2.2): ubicadas en el mar

Grupo b.3): aquellas instalaciones que usen como fuente de energía la energía mareomotriz, geotérmica, océano térmica, rocas calientes y secas y corrientes marinas.

Grupo b.4): centrales hidroeléctricas de potencia instalada no superior a 10MW.

Grupo b.5): centrales hidroeléctricas de potencia instalada superior a 10MW y no superior de 50MW.

Grupo b.6): biomasa procedente de cultivos energéticos, aprovechamientos forestales, actividades agrícolas etc.

Grupo b.7): biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles, residuos agrícolas o ganaderos, lodos de depuración de aguas residuales, etc.

Grupo b.8): biomasa procedente del sector agrícola y forestal o mezcla de las dos anteriores.

- Grupo c):

Instalaciones que usen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplada en el grupo b.

Grupo c.1): Residuos sólidos urbanos

Grupo c.2): otros residuos no contemplados anteriormente

Grupo c.3): Instalaciones que usen como combustible residuos siempre que estos no supongan el 50% de la energía primaria utilizada.

Para los grupos b y c el combustible principal deberá ser como mínimo el 70% de su energía primaria utilizada. Para el grupo b.8 este porcentaje será del 90%

- Grupo d):

Instalaciones con potencia instalada no superior a 25MW que utilizan la cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios.

Grupo d.1): purines de explotaciones de porcino de zonas excedentarias.

Grupo d.2): tratamiento y reducción de lodos.

Grupo d.3): aquellos distintos del d.1 y d.2.

#### 4.2.2 RD 2392/2004

El Real Decreto 2392/2004 por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005 modificó la TMR del 2004 del RD436/2004, estableció el precio de la verificación de instalaciones fotovoltaicas y modificó los incentivos fijados por el RD436/2004 para cogeneración.

#### 4.2.3 RD 2351/2004

El Real Decreto 2351/2004 (Ministerio de Industria Turismo y Comercio, 2004) por el se modifica el procedimiento de resolución de restricciones

técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico modificó el tratamiento del consumo de combustibles en las centrales solares térmicas dado en RD 436/2004, modificó el cálculo de la actualización de primas según el RD 436/2004 para la cogeneración y la producción de energía mediante residuos y retrasó la obligatoriedad de emisión de predicciones y la imposición de penalización por desvíos según reza el RD 436/2004 hasta el 1 de enero de 2006.

#### 4.2.4 RD 1454/2005

Muy recientemente el Ministerio de economía ha aprobado el RD 1454 (Ministerio de Economía, 2005) por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

Este RD modifica el **RD 1955/2000** para prohibir la nueva distribución en cascada preservando la obligación de extensión de dichas redes por el distribuidor existente en la zona. Por otro lado también lo modifica para evitar incertidumbres sobre la nueva capacidad a instalar.

- Añade un nuevo párrafo al final del apartado 1 del artículo 60 con la siguiente redacción: *“El derecho de acceso de los distribuidores a las redes de otros distribuidores quedará limitado a los distribuidores existentes y a los casos en que sea preciso un aumento de la capacidad de interconexión con objeto de atender el crecimiento de la demanda de su zona con arreglo al criterio del mínimo coste para el sistema”*. Esta modificación es una de las importantes pues conlleva al fin de la competencia en las nuevas redes de distribución al establecerse las franquicias territoriales.

- Se añade la disposición adicional duodécima. Procedimiento de autorización de pequeñas instalaciones de generación o de instalaciones de generación conectadas a redes de distribución. *“Las administraciones competentes para la autorización de instalaciones de producción garantizarán que los procedimientos de autorización de pequeñas instalaciones de generación de menos de 50 MW o de instalaciones de generación conectadas a las redes de distribución tengan en cuenta su tamaño limitado y posible impacto”*.

- En el capítulo III se añade un nuevo artículo 59 titulado avales para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte de nuevas instalaciones de producción en régimen especial. En él se especifica que *“Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de transporte deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía del 2% del presupuesto de la instalación. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte por parte del operador del sistema.*

Se modifica el **RD 436/2004**, de 12 de marzo, con el objeto de racionalizar el incentivo de las cogeneraciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW y para detallar aspectos del Real Decreto que faciliten la elaboración de la facturación de la energía cedida y su admisión en el sistema de liquidaciones de actividades y costes regulados.

- Se añaden los apartados 6 y 7 al artículo 28, con la siguiente redacción:  
*“6. La Comisión Nacional de Energía será responsable de incoar los correspondientes procedimientos sancionadores en caso de incumplimiento de lo previsto en los apartados anteriores.*  
*7. Se establece la obligación para todas las instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 MW de estar asociadas a un centro de control, que actuará como interlocutor del operador del sistema, transmitiendo las instrucciones a los distintos propietarios de dichas instalaciones o sus representantes, con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico”.*
- En la Disposición adicional primera se modifica la remuneración de las instalaciones de cogeneración que utilicen como combustible derivados líquidos del petróleo, acogidas a las disposiciones transitorias primera y segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

#### 4.3. Normativa Europea

Lo más significativo en lo referente a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad se encuentra en la Directiva europea 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, sobre la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad

Por otro lado la 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 lo que se modifica la Directiva 92/42/CE..

5. Impacto de la GD en los negocios de red. Planificación y diseño

### 5.1. Introducción

Como ya se ha comentado en los primeros capítulos la GD altera la estructura tradicional jerárquica de las redes donde la energía fluía desde los centros de producción convencionales y concentrados hasta los consumidores finales. Dicha energía fluía radialmente y de manera unidireccional en las redes de distribución desde tensiones superiores a otras inferiores.

Con la llegada de la GD a estas redes los conceptos tradicionales están desapareciendo.

Los impactos que produce la GD se deben fundamentalmente a la modificación que sufren los flujos de potencia, teniendo en cuenta tanto su magnitud como su dirección.

En este capítulo se pretenden analizar diferentes situaciones reales en las que la generación distribuida toma un papel de especial relevancia desde el punto de vista del distribuidor como transportista de energía.

Por motivos de confidencialidad, se omitirán los nombres de las subestaciones y las plantas cogeneradoras a las que se hará referencia en el presente documento.

Para cada aspecto desarrollado se hará un análisis técnico y regulatorio. Se pretende, de esta manera, recoger el estado del arte y las dificultades que el distribuidor se está encontrando para abordar estos temas.

Por otro lado se han querido diferenciar dos aspectos de la distribución, teniendo en cuenta las actividades más importantes que lleva a cabo como son, el traslado de energía desde los puntos frontera con la red de transporte al consumidor final, y por otro lado la compra de energía para aquellos consumidores que están acogidos al mercado regulado (clientes a tarifa integral).

Teniendo en cuenta la actividad de la distribución como transportista de energía (responsable de poner a disposición de los usuarios la energía y por tanto disponer de red suficiente para ello – RD1955), los aspectos más relevantes que se van a analizar son:

- Las inversiones en la red
- Las pérdidas
- La operación y explotación de la red
- Los perfiles de tensión
- La calidad en el suministro
- Las potencias de cortocircuito
- Los servicios complementarios
- La seguridad del personal de mantenimiento



Por otro lado y teniendo en cuenta la actividad de distribución como agente comprador en el mercado de producción de energía debido a sus clientes acogidos a tarifa integral se analizará también el impacto de la generación distribuida en la gestión de dicha actividad.

Si bien la red de transporte es una red observable, monitorizada y telecontrolada en toda su extensión en la red de distribución existen tres zonas muy diferenciadas que hay que tener muy presente a la hora de analizar los aspectos relevantes anteriormente mencionados. A lo largo del capítulo se harán referencias continuas a dichas zonas y se abordará la problemática de la GD para cada una de ellas.

Las tres zonas de distribución son:

- Red de reparto - zonas observables: las zonas observables son aquellas redes sobre las que el distribuidor tiene un control prácticamente en tiempo real, tanto a nivel de monitorización como de operación.

Estas redes son las que típicamente se han denominado “de reparto”. Son redes que conectan la red de transporte con la red de MT.

Típicamente abarcan los niveles de tensión de 132, 66, 45 y 33kV.

Se encuentran controladas bajo sistemas SCADA (System Control Supervisory And Data Acquisition) por lo que la compañía distribuidora conoce cualquier incidencia y/o evento que se produzca en dicha red en tiempo real.

Las redes de reparto son redes “con muchas similitudes” a las de transporte al ser redes típicamente malladas (aunque no siempre) y con un alto grado de robustez. De hecho, en muchas zonas, el operador del sistema necesita conocer el estado de dichas redes pues tiene una repercusión directa sobre la red de transporte (como por ejemplo el 132 y 66kV de Galicia o el 132kV de la zona de Andalucía).

- Red de MT - zonas “cuasi observables”: son aquellas zonas en las que el distribuidor tiene un alto grado de monitorización pero no así de operabilidad en tiempo real. Con estas redes nos referimos a las redes que conectan la red de reparto con los centros de transformación (CCTT).

Los sistemas SCADA de estas redes tienen como límite las posiciones o cabeceras de línea de las subestaciones de MT (dependiendo del tipo de subestación y compañía de distribución). En cabecera de línea de MT se dispone, en general, monitorización de medida, maniobra y visualización del estado de corte de sus elementos de maniobra.

Las posiciones de MT conforman lo que coloquialmente se denomina “cabecera de línea de MT”.

Pueden existir otros interruptores telemandados intermedios en los que se dispone de maniobra y señalización del estado de corte pero no de visualización de medida.

Esto significa que la última medida monitorizada a día de hoy en tiempo real de la que dispone la distribuidora es la cabecera de subestación de MT. Esto no significa que no existan medidas de otro tipo como contadores, masímetros etc.

pero son instrumentos que no informan en tiempo real en cuanto a la operación de la red de distribución se refiere.

Si bien las redes de reparto son redes más o menos malladas las redes de MT se operan de forma radial y típicamente son de 15 o 20kV (la legislación define como redes de MT a aquellas comprendidas entre 1 y 36kV).

- Red de BT - Zonas no observables: son aquellas zonas en las que el distribuidor no tiene monitorización ni operabilidad remota en tiempo real. No dispone de medida en tiempo real y cualquier tipo de información que se reciba de estas redes se encuentra desacoplada del tiempo real (por ejemplo los cortes de suministro son detectados por avisos que los clientes realizan a su compañía distribuidora cuando estos experimentan algún tipo de incidencia: cortes de suministro, interrupciones breves, bajas tensiones etc.).

Este tipo de redes, al igual que las de MT se explotan radialmente y son las que unen las redes de MT con el consumidor final de BT. Típicamente son redes trifásicas de 400V.

## 5.2. Influencia de la GD en la planificación y diseño de la red

Para la distribuidora este punto quizá sea uno de los más importantes y que mayor repercusión está teniendo a día de hoy.

Este tema se encuentra hoy en día abordado de muy diferentes formas (Iannucci, 2003), (Welch, 2000), (Wright and Formby, 2000), (Shirley, 2001), (Lasseter and Piagi, 2000), (Dugan, 2000), (Celli and Pilo, 2001) y (Méndez Quezada, 2005).

Sin embargo todos estos estudios no tienen en cuenta la función social que desempeñan las compañías de distribución, pues la electricidad es un bien de primera necesidad y es muy difícil cuantificar económicamente la energía no suministrada e inadmisibles tanto social como regulatoriamente, como distribuidor, asumir que puede no cubrirse la demanda o incluso que se pueden dimensionar las redes sabiendo que puede no cubrirse.

Hay dos aspectos fundamentales desde el punto de vista de las inversiones como distribuidor:

- ¿Cómo se acomodan las nuevas instalaciones generadoras que quieren conectarse a la red y qué criterios se deben adoptar para ello?
- ¿Qué red nueva se tiene que construir teniendo en cuenta la generación inmersa en la red de distribución?

Estas preguntas se las reformula y plantea diariamente la distribuidora debido al carácter dinámico que tienen sus redes a causa de su comportamiento cambiante y no predecible por la generación distribuida instalada.

### 5.2.1 Criterios técnicos de conexión a la red

Cuando las nuevas instalaciones de generación se conectan o piden conexión a la red de distribución existen dos puntos de vista muy importantes para que exista una perfecta sinergia entre distribución - generación.

Por un lado a la distribuidora le interesaría que hubiera un marco regulatorio con señales de localización eficientes para minimizar las pérdidas y rentabilizar las inversiones.

Por otro lado a las instalaciones generadoras les interesaría una normativa clara en lo que se refiere a los criterios y ubicación en la conexión a la red así como una regulación clara de los costes en aquellos casos en los que la conexión conlleve un refuerzo de la red.

En lo referente a los **criterios técnicos de conexión a la red**, puesto que no existe una normativa clara al respecto cada compañía de distribución fija unos criterios que se suelen basar en las siguientes consideraciones:

- En lo referente a las condiciones económicas típicamente la instalación generadora correrá a cargo de todos los gastos debidos a estudios previos, ampliación o modificación de las instalaciones existentes, nueva red para su conexionado, etc. (Capítulo 2, artículo 8, RD 2366/1994)
- El nivel de tensión de red al cual se conectará se decide en función la potencia que decida instalar. Pej: aquellas instalaciones con una potencia instalada inferior a 100kVA típicamente se conectan a BT y las de más de 15MVA en tensiones de como mínimo 132kV.
- No se permite un rango de variación de tensión superior a un margen determinado  $\pm V$  en el nudo al cual se conecte el generador. Lógicamente esto dependerá del tamaño del generador y de la potencia de cortocircuito del nudo al cual se conecta (robustez de la red).
- En lo referente a la forma de conexión, esto dependerá de si la conexión es en aéreo o en subterráneo y del nivel de tensión al que se conecte. Lógicamente los requerimientos son tanto mayores, cuanto mayor es el nivel de tensión al que se conectan pues la potencias instaladas son mayores y la repercusión en la red puede ser más significativa. Estos tipos de conexión pueden variar en requerimientos por ejemplo desde un entronque en T con seccionador en MT hasta entrada y salida con interruptores telemandados en tensiones superiores.
- Por lo que respecta al factor de potencia, este aspecto se encuentra incentivado en el RD 436/2004 tal y como se comentó en el apartado 3.2 por lo que normalmente el generador es que se preocupa de ello. Anteriormente

a este decreto, se procuraba que el factor de potencia fuera lo más cercano a la unidad.

- Debido a requerimientos de red, típicamente se exige una capacidad de evacuación mínima que se suele cuantificar como un porcentaje de la capacidad nominal de la línea o del transformador. (apartado d, artículo 20, RD 2818/1998).
- En otras ocasiones se exige que la potencia a conectar en un nudo no supere un porcentaje determinado de la potencia de cortocircuito del nudo.

Otro aspecto muy importante a la hora de conectar nuevas instalaciones generadoras a la red es **la normalización y la racionalización de los criterios de protecciones** de cada generador y su coordinación con las protecciones de la red de distribución.

La normativa existente en cuanto a los criterios técnicos de conexión desde el punto de vista de las protecciones no especifica en detalle las condiciones que se deben cumplir. Únicamente la orden ministerial del 85 afirma que las instalaciones generadoras deberán desconectarse de la red ante un hueco de tensión.

RD posteriores no especifican más detalles al respecto por lo que cada compañía distribuidora se ve obligada de nuevo a procedimentar internamente las condiciones técnicas de protección, lo cual genera incertidumbre y falta de transparencia a la GD al encontrarse con diferentes requisitos en función de la compañía distribuidora a la que se conecte.

Únicamente en el RD 1663/2000 (Ministerio de Economía, 2000b) se cita en el apartado 2 del artículo 8 que las instalaciones fotovoltaicas de hasta 100kVA conectadas a la red de BT deberán desconectarse cuando detecten ausencia de tensión en su alimentación.

En general se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

- Un esquema tipo de una instalación particular podría ser el siguiente. Obviamente esto dependerá de cada instalación:

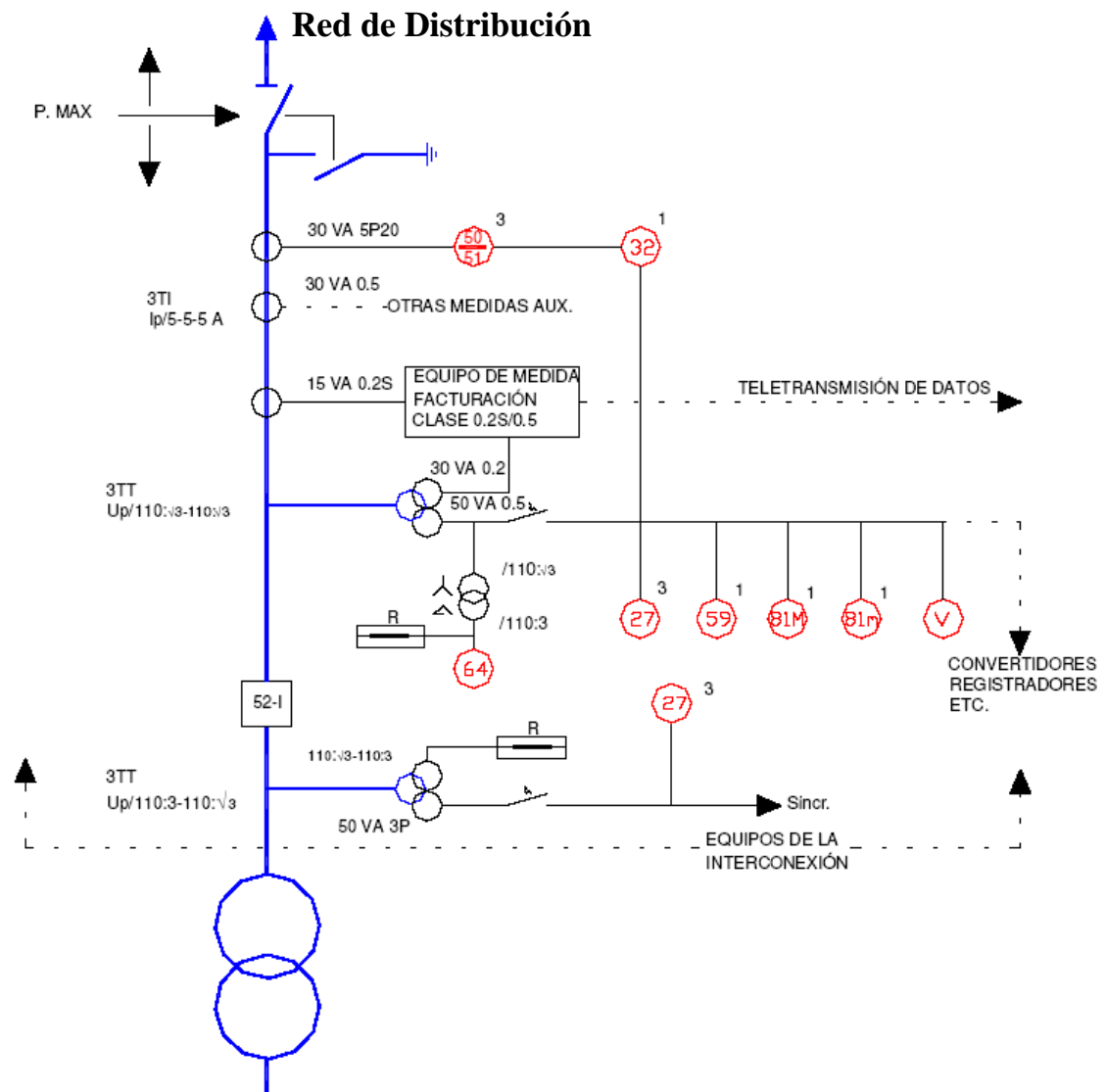


Figura 5.2.1.1 Ejemplo esquema de protecciones para conexión a la red de distribución

En relación a los transformadores de intensidad se exigirán una serie de requisitos técnicos mínimos.

- En lo referente a las protecciones instaladas habría que hacer distinción entre las protecciones propias de la instalación, las cuales típicamente son llevadas a cabo por el cliente y las protecciones en la interconexión con la distribuidora.

Estas últimas son las que la distribuidora supervisa para una correcta integración y coordinación de la instalación con la red.

El problema reside en que las protecciones propias de la instalación suelen ser más restrictivas que las de la interconexión por lo que la instalación se conecta y desconecta en determinadas situaciones sin ningún control por

parte de la distribuidora. Este aspecto se abordará más adelante en los apartados de calidad y operación (6.3 y 6.1 respectivamente).

Las principales funciones de las protecciones de la interconexión son proteger a la red de la GD y a la GD de la red. Por tanto, las protecciones deberán detectar defectos internos en el generador o bien defectos en la red que puedan afectar al generador.

Este segundo caso es el más complicado pues en la medida de lo posible habrá que evitar la desconexión injustificada como consecuencia de cualquier tipo de incidencia externa a su línea de alimentación.

### 5.2.2 Nuevas inversiones en la red

Cada año la compañía de distribución debe hacer frente a la pregunta de ¿cuánto va a crecer mi demanda en años venideros?

Lógicamente según la previsión y el grado de crecimiento de la misma se deben realizar inversiones, suficientes para atender el crecimiento de la demanda y que garanticen la continuidad en el suministro incluso ante situaciones de fallos (criterios n-1).

El problema con el que se encuentra la distribuidora hoy en día es que debe tomar la decisión entre: invertir para cubrir la demanda neta (demanda bruta – generación distribuida) o bien, invertir para cubrir la demanda bruta.

Si se opta por el primer criterio puede darse una situación en la que la instalación generadora decida no generar (descargo, avería, no rentable económicamente...) lo que puede significar la consiguiente sobrecarga o incluso corte en el suministro al no poder satisfacer toda la demanda. Puesto que la compañía distribuidora no tiene control operativo sobre estas instalaciones como lo tiene el operador del sistema con la generación del régimen ordinario, se ve obligada a tomar decisiones conservadoras y no contar con la generación distribuida para realizar sus inversiones.

Por otro lado, debido al desarrollo que está teniendo la GD y lo bien que se adaptan algunos perfiles de generación de determinadas tecnologías de generación distribuida a los perfiles de demanda (Méndez Quezada, 2005), la compañía distribuidora podría plantearse a la hora de invertir si construir redes o construir generación.

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 en concreto 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.

Existen estudios (Méndez Quezada, 2005) que han abordado el tema de las **inversiones en MT** desde el punto de vista de si la generación distribuida retrasa o no las inversiones que tiene que realizar la compañía distribuidora. En dicho estudio se han tenido en cuenta como factores de decisión de inversión la máxima capacidad admisible de los elementos de la red, las pérdidas y la máxima caída de tensión admisible.

La gran aportación del estudio se centra en que para distintos perfiles de demanda de las posiciones cabecera de líneas de MT se han realizado estudios para distintos perfiles de generación en función del tipo de tecnología y el grado de penetración de las mismas en la red.

Para no hacer el documento muy extenso se van a comentar los resultados que produjo la cogeneración en dicho estudio:

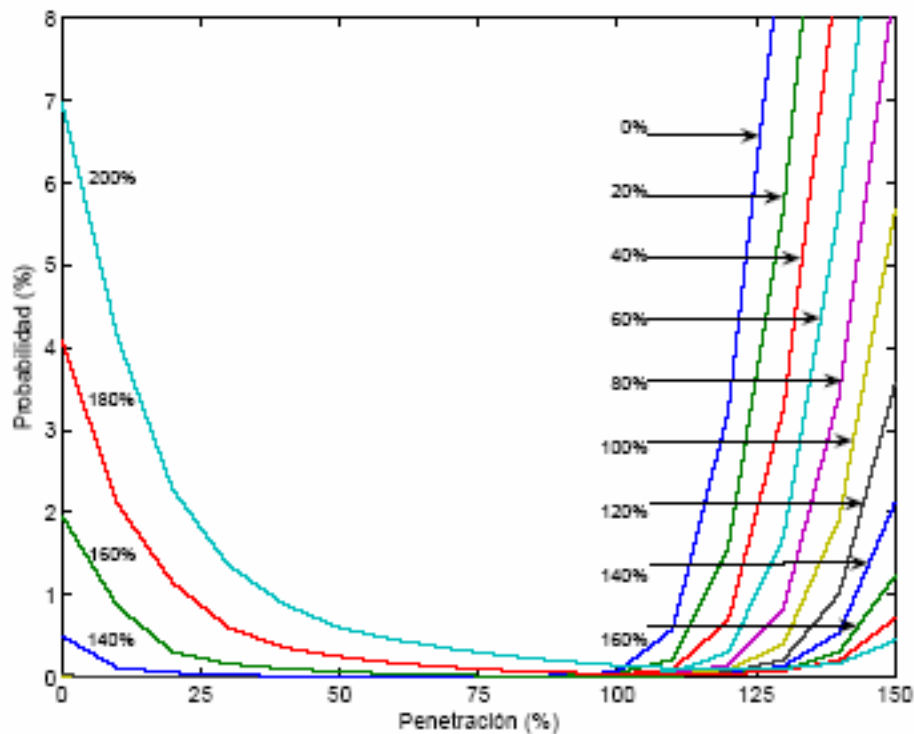


Figura 5.2.2.1 Sobrecarga de la red de MT según el grado de penetración de la generación

En la gráfica anterior se muestra el aumento que experimenta el grado de sobrecarga de las instalaciones en función de la penetración de la generación distribuida en la red de distribución.

En la ordenada se muestra lo que se ha denominado probabilidad de sobrecarga que se define como el porcentaje del número de horas en las que hay sobrecarga respecto a las totales anuales.

En la abcisa se muestra el grado de penetración de la GD que se define como el ratio entre la potencia de GD instalada y la capacidad del alimentador.

Las curvas de colores representan diferentes escenarios de demanda en los que se ha realizado un estudio, entre el caso base y un aumento de demanda del 200%.

De la gráfica se puede deducir que la GD ha demostrado tener inicialmente la potencialidad de aplazar inversiones y, en general, el aumento de la penetración de la GD disminuye la probabilidad de sobrecargas en el alimentador. No obstante, si el aumento de la penetración de la GD alcanza valores excesivos, este comportamiento se puede invertir, dando origen a nuevas inversiones.

Este estudio no tiene en cuenta si el alimentador es capaz de suministrar la demanda ante fallos n-1, lo cual si considera el distribuidor, o incluso si existen fallos que puedan provocar la desconexión de la generación conectada a su alimentador, incapacitando a este para satisfacer la demanda.

De nuevo como se ha comentado en apartados anteriores la solución no solo pasa por realizar una valoración económica entre el ahorro que supone no invertir frente al coste del incumplimiento de índices de calidad ante cortes por no poder satisfacer la demanda. También hay que analizar la imagen y la repercusión social que tiene para la compañía de distribución el hecho de dar esos cortes. No se debe olvidar la función social que tiene una compañía eléctrica.

- Por lo que respecta a la **red de reparto** a continuación se va a analizar un caso real para el año 2004 que se ha presentado en la red de distribución de Madrid.

Existe una zona de distribución que se encuentra alimentada por un transformador 220/45kV de 120MVA.

La demanda neta de potencia que el transformador experimentó a lo largo del año 2004 fue:



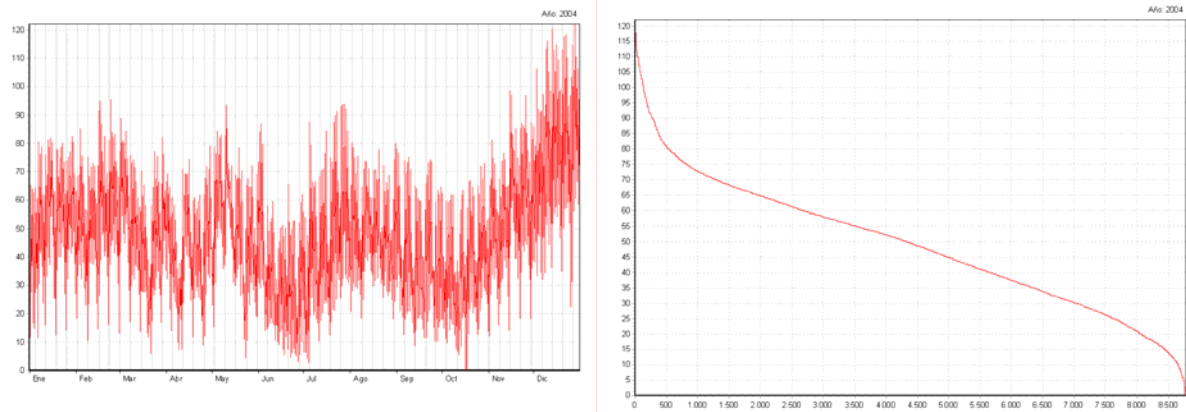


Figura 5.2.2.2 Gráfica de carga neta anual y monótona del trafo 220/45kV

Para la gráfica de la superior izquierda, en las ordenadas se observa la potencia aparente demandada en MVA y en las abscisas se encuentran los diferentes meses del año.

En la gráfica superior derecha se observa la curva monótona de carga.

De la gráfica se desprende que dicho transformador para la punta de invierno se encuentra a potencia nominal (120MVA).

El problema de esta situación radica en que dentro de la demanda que experimenta dicho trafo se encuentra un cogenerador que está neteando parte de la demanda a la que alimenta el transformador por lo que lo está descargando.

A continuación se muestra la producción de dicho generador a lo largo del año 2004 y su monótona de carga:

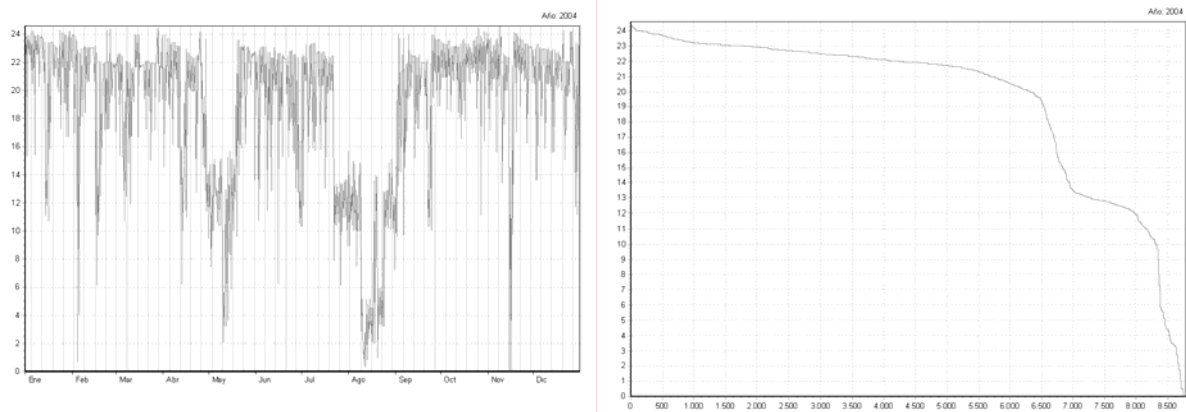


Figura 5.2.2.3 Gráfica de producción anual y monótona del generador

Durante la punta de invierno del trafo 220/45kV el generador estaba produciendo 24MVA. A continuación se muestra la demanda del transformador si la generación no hubiera existido:

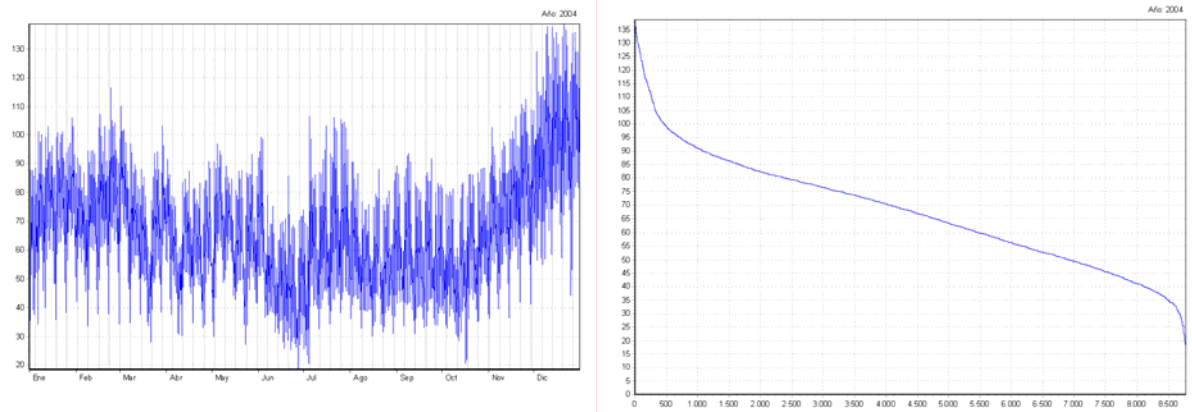


Figura 5.2.2.4 Gráfica de carga bruta anual y monótona del trafo 220/45kV

Esta situación, es una típica situación que experimenta la distribución, y tal y como vemos en este caso el transformador ante fallo o ausencia de generación podría llegar a tener flujos de 140MVA, lo que supone una sobrecarga del 16%.

Por este motivo la compañía de distribución se ha visto obligada a planificar un segundo transformador en la zona 220/45kV para subsanar un posible problema de sobrecarga ante el fallo de dicho generador.

- Otro caso es el que se produce en la red de Castilla la Mancha en la que se tiene un transformador 132/45kV de 30MVA que alimenta una demanda en la que se encuentra un generador al igual que en el caso de Madrid anteriormente comentado.

A continuación se muestra la demanda neta que experimentó el transformador 132/45kV a lo largo del año 2002 y su curva monótona de carga:

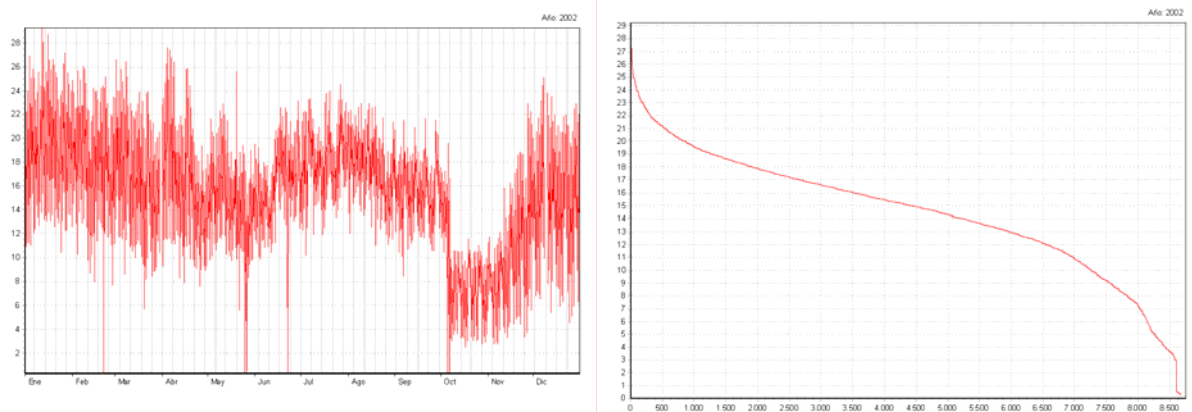


Figura 5.2.2.5 Gráfica de carga neta anual y monótona del trafo 132/45kV

La producción del generador a lo largo de año 2002 y su monótona de carga:

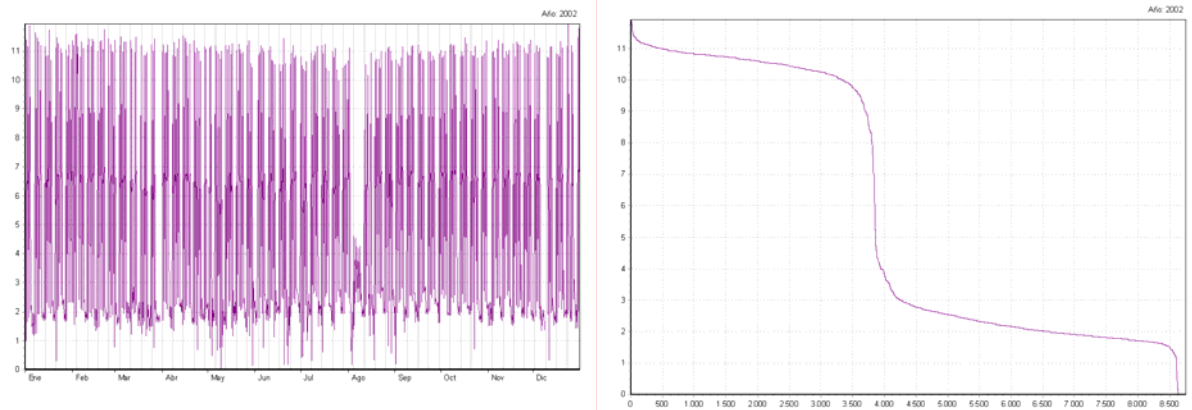


Figura 5.2.2.6 Gráfica de producción anual y monótona del generador

Teniendo en cuenta la demanda real (demanda bruta) que existe bajo el trafo sin tener en cuenta la generación se tendría:

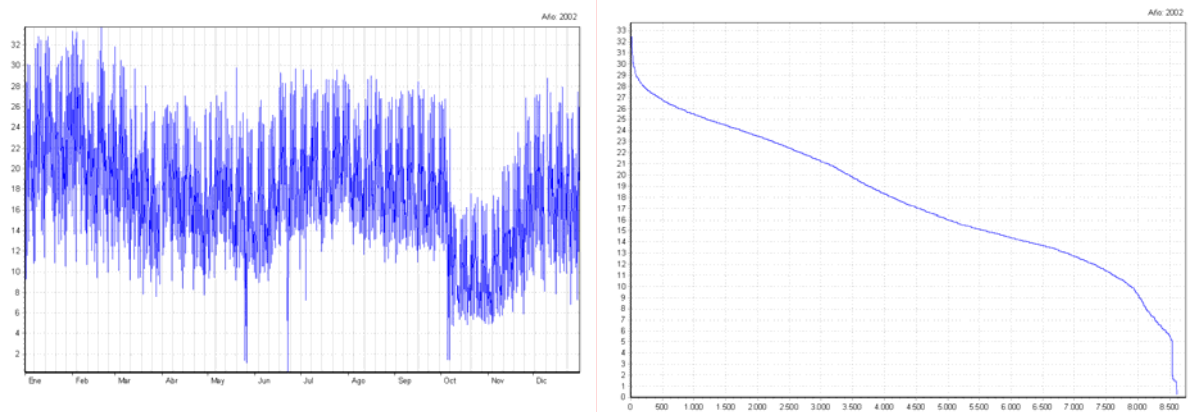


Figura 5.2.2.7 Gráfica de carga neta anual y monótona del trafo 132/45kV

De nuevo se observa como el trafo, en ausencia de generación, se encuentra por encima de su potencia nominal. Por esta razón en el año 2003 entró en servicio un segundo transformador de 132/45kV 30MVA para aliviar la sobrecarga del trafo inicial.

En conclusión, debido al marco regulatorio actual, las compañías de distribución se ven a obligadas a planificar sin tener en cuenta la generación distribuida inmersa en su red.

Se podría plantear un cambio regulatorio que incentive la presencia de este tipo de generación ante puntas de demanda zonal. Se podría realizar mediante un pago por garantía de potencia primando la disponibilidad de la central y penalizándola en caso de que en la punta de demanda zonal se declare indisponible.

Otra posible alternativa sería habilitar al distribuidor, como operador del sistema de las redes de distribución, la gestión de dichas centrales a producir por restricciones de técnicas de la red tal y como hace el operador del

sistema de la red de transporte. En esta segunda línea debería existir un mercado de restricciones técnicas para la distribución siendo el distribuidor el responsable de la gestión del mismo.

6. Impacto de la GD en los negocios de red. Operación y explotación de red

## 6. Influencia de la GD en la operación y explotación de la red

### 6.1. Influencia de la GD en la operación y la explotación de la red

La operación y explotación de red define la explotación óptima de la red buscando la mejor solución de compromiso teniendo en cuenta:

- Las sobrecargas
- Los niveles de tensión
- Minimización de pérdidas
- Continuidad en el suministro y/o fallos n-1
- Tiempos de reposición
- Protecciones

Puesto que muchos de ellos ya se han tratado o se abordarán en otros apartados, como por ejemplo las sobrecargas en el apartado de inversiones (5.2.2), las pérdidas (6.2) y los niveles de tensión (6.4), en este apartado se van a evaluar más en detenimiento los aspectos de la continuidad en el suministro, tiempos de reposición, protecciones y fallos n-1. Muchos de ellos se encuentran relacionados entre sí por lo que se van a mostrar diferentes casos que engloben todos ellos.

En la operación de la red de distribución hay que tener muy en cuenta como ya se ha comentado anteriormente las diferencias que existen entre la red de reparto, la red de MT y la red de BT.

En este apartado se va a analizar con más detalle el impacto de la GD en la red de reparto y algunos aspectos de la red de MT. Por lo que respecta a la red de BT no se mostrarán casos reales documentados al ser ésta una red no observable, aunque si se comentarán los aspectos más relevantes.

#### 6.1.1 Red de reparto

Los fenómenos de colapso de tensión, que muy típicamente han estado asociados a la red de transporte se han presentado toda la vida en las redes de distribución.

Así como en transporte se debe a la localización de generación respecto de los centro de consumo, el grado de mallado de la red y los elementos de compensación de reactiva, en la red de distribución los colapsos de tensión se deben, típicamente, a estructuras muy radiales que provocan grandes caídas de tensión.

Si bien, este tipo de situaciones no se encuentran en explotación normal es relativamente habitual encontrársela ante fallos n-1. Este fenómeno tiene un efecto muy importante en la continuidad en el suministro y/o en la calidad de producto.

Para ilustrarlo a continuación vamos a analizar el fenómeno de colapso de tensión ante fallos n-1 que se podría producir en una red de reparto de la zona de Segovia:

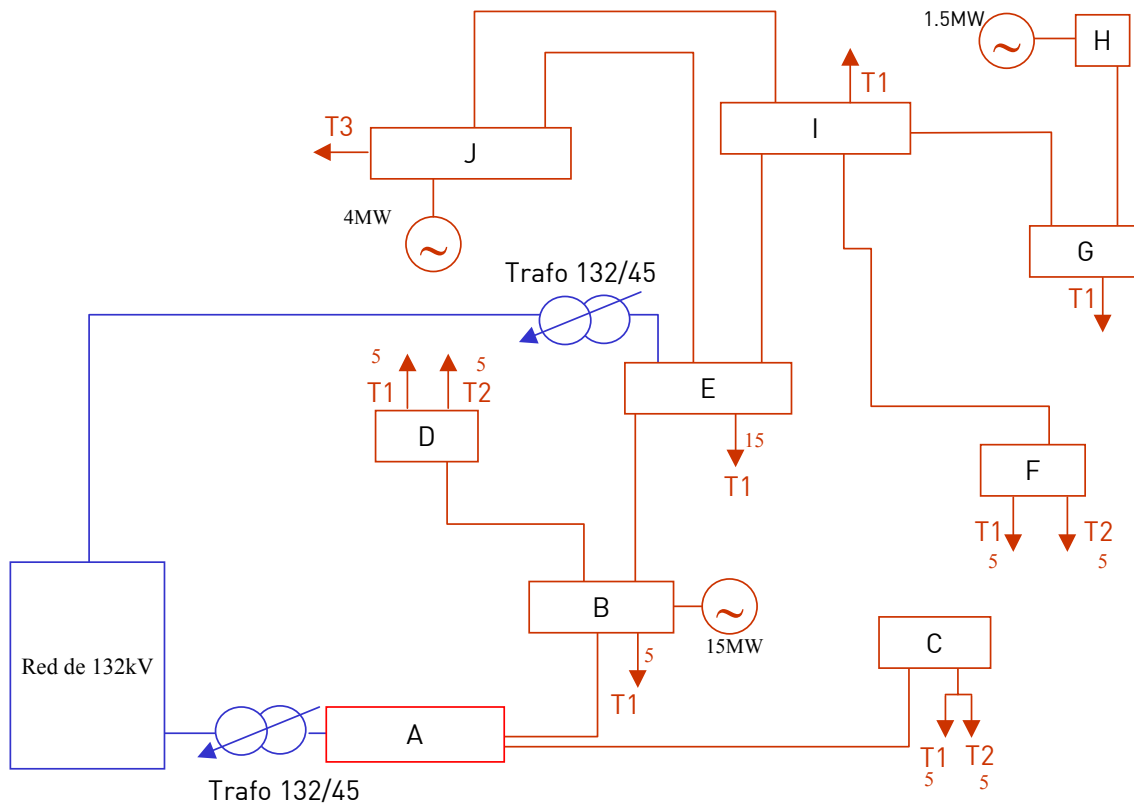


Figura 6.1.1.1 Red de reparto en zona de Segovia

En el gráfico anterior la zona roja representa la red de 45kV y la zona azul la red de 132kV. Cada caja representa una subestación y las flechas salientes representan transformación a 15kV de trafos 45/15kV para cubrir toda la MT de cada subestación.

Un problema típico que se presenta en esta zona viene determinado por el fallo del transformador 132/45kV de la subestación E.

En ese caso toda la demanda debe ser alimentada desde el trafo 132/45kV de la subestación A. Esto conlleva elevados flujos de potencia a través del cto A-B en 45kV con lo que las tensiones que llegan a B pueden caer por debajo de 45kV en función de la demanda que exista en la zona.

En este caso el papel de la generación conectada en la subestación B es clave.

Debido al hueco de tensión que se produce en el momento del disparo si las protecciones del generador son muy restrictivas puede que en el momento de la falta el generador también se desconecte de la red y se produzca un colapso de tensiones, que se manifestará en este caso en un disparo por sobreintensidad del cto A-B.

Si el generador se queda conectado a la red, los flujos a través de la línea A-B se ven disminuidos y los niveles de tensión quedan dentro de niveles razonables.

A continuación se muestra un esquema con unas curvas P-V que explican dicho fenómeno:

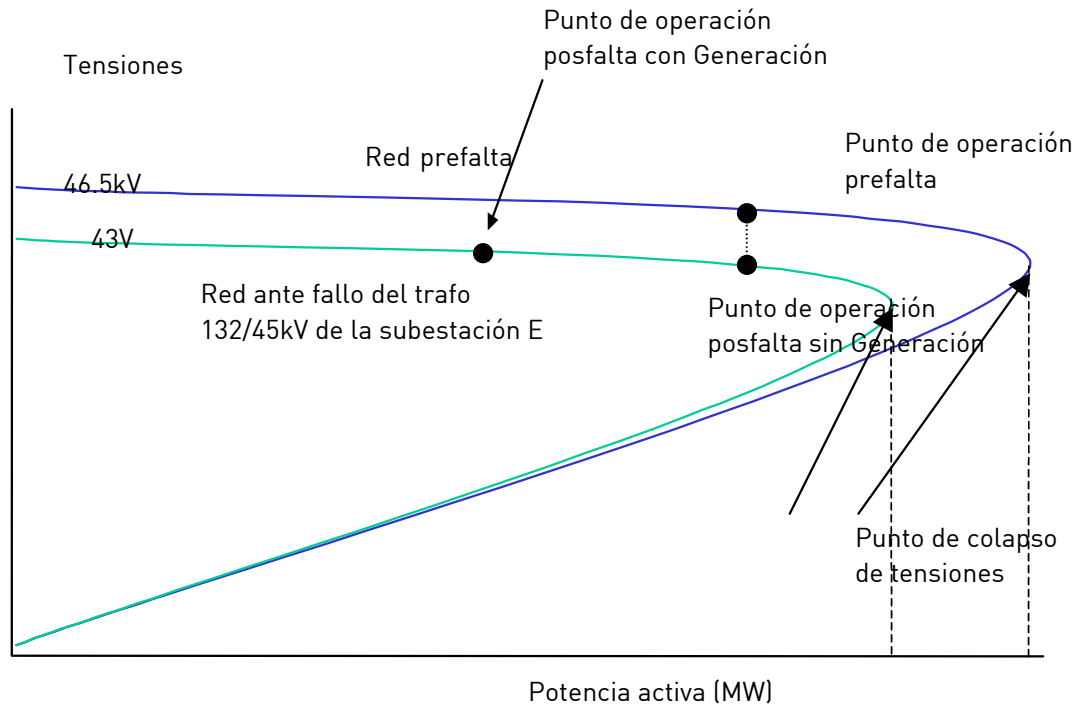


Figura 6.1.1.2 Curva P-V. Colapso de tensiones

Como más adelante se comentará en calidad de producto los huecos de tensión son un problema tanto para la red de transporte como para la red de distribución (apartado 6.3.1).

De ahí que es muy importante que las protecciones de cada cogenerador estén consensuadas con la compañía distribuidora para minimizar este tipo de impactos en la red.

Como se comentará en el apartado 6.3 la única legislación vigente de carácter global data del año 1985 donde se recomienda la desconexión instantánea ante huecos de tensión, lo cual se deberá cambiar.



Otro ejemplo parecido se puede producir en la red de reparto de Madrid:

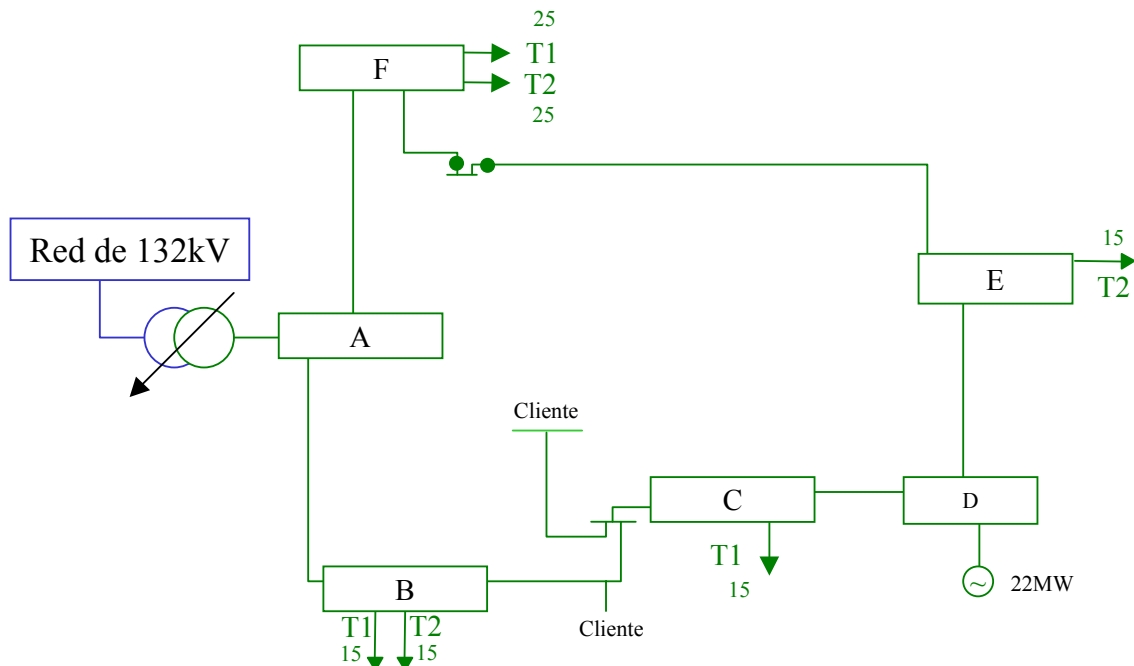


Figura 6.1.1.3 Red de reparto en zona de Madrid

En la red anterior la zona verde representa la red de reparto de 45kV y la zona azul red de 132kV. Las cajas simbolizan subestaciones y las flechas son trafos 45/15kV.

En este anillo el papel que desempeña el generador conectado a la subestación D es fundamental.

En caso de fallo del cto A-B o del cto A-F toda la demanda se satisface a través de los ctos A-F o A-B respectivamente.

De nuevo el papel que desempeñan las protecciones es fundamental pues si el generador se desconecta, ante el fallo de alguno de los dos ctos, el otro cto restante que alimenta el anillo dispara por sobreintensidad pues no es capaz de asumir toda la carga. Por lo tanto, en este caso no estamos ante un caso de colapso de tensiones como en el caso anterior de Segovia sino de falta de capacidad.

Si el generador queda conectado no hay pérdida de suministro en toda la demanda del anillo. Este caso de nuevo nos muestra el impacto que la GD puede tener en la continuidad en el suministro de la red de distribución.

En conclusión, debido al marco regulatorio vigente la compañía de distribución se ve obligada a acondicionar la red sin poder contar con elementos activos inmersos en su red como la GD. Para el caso del colapso de tensiones una posible propuesta radicaría en habilitar al distribuidor al control de estas centrales bajo un entorno de solución de restricciones técnicas de la red de distribución. Bajo este nuevo marco la GD recibiría una

prima por la prestación de este servicio y el distribuidor se ahorraría dinero en la acomodación de la red para evitar lo que en la actualidad sucede.

### 6.1.2 Red de MT y BT

En la operación de MT y BT la GD tiene un menor impacto en lo referente a la continuidad en el suministro y/o fallos n-1, tiempos de reposición, protecciones y sobrecargas.

Debido al carácter radial de estas redes la desconexión de la alimentación de cabecera de línea va a implicar la desconexión de la GD conectada aguas abajo, por criterios técnicos (imposibilidad con toda seguridad de que la GD se pueda hacer con la carga al no haber suficiente generación y no disponer de elementos de control frecuencia-potencia) y por normativa (la regulación no permite a estos generadores trabajar en isla, y según la OM 1985 se deben desconectar de la red ante ausencia de tensión).

Los tiempos de reposición no se ven afectados pues en este caso la demanda depende de la red de distribución. No es necesaria la intervención de la GD en la reposición de MT o BT.

En lo referente a las sobrecargas no existen puntos críticos que sobrecarguen la red de MT o BT ante ausencia de generación, pues la red se dimensionó para trabajar sin esta generación. No obstante, al ritmo de crecimiento de instalaciones de generación conectadas a la redes de MT y BT, esta situación podría cambiar.

Otros aspectos como las pérdidas, perfiles de tensión y operación en isla se encontrarán analizados con más detalle en los apartados 6.2, 6.4 y 8.3 respectivamente.

## 6.2. Influencia de la GD en las pérdidas

### 1. Definiciones

Para suministrar energía eléctrica desde un generador hasta los puntos de consumo es necesario que ésta tenga que pasar por una serie de dispositivos que componen la red. La energía que se genera en las grandes estaciones generadoras debe pasar primero por la red de transporte y luego por la red de distribución hasta llegar al usuario final. El paso de la energía por los diferentes elementos de una red ya sean cables, transformadores o cualquier dispositivo, implica unas pérdidas.

Dependiendo de la parte del sistema eléctrico donde se produzcan las pérdidas, éstas se pueden clasificar en pérdidas de transporte o pérdidas de distribución. En cualquier sistema eléctrico, las pérdidas son inevitables.

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. El efecto corona se debe

a la ionización del aire en puntos muy cercanos al conductor pues es donde el gradiente del campo eléctrico tiene sus mayores valores.

Si se desprecian las variaciones de tensión, lo cual es bastante aproximado para la red de transporte y reparto, 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 de la demanda.

Las pérdidas pueden verse como un coste de operación necesario para mover la energía desde donde se genera hasta donde se consume. Es deseable disminuir estas pérdidas tanto como sea posible pero esto implica inversiones en la red lo cual debe ser comparado con el coste propio de las pérdidas. Dependiendo de cómo se repartan los costes de las pérdidas entre los diversos agentes de un sistema eléctrico unos u otros agentes estarán interesados en disminuir o no este coste.

Típicamente las pérdidas de la red de transporte suelen estar entre un 1-2%, las de la red de reparto entre el 4-6% y las de MT y BT entre un 7-10%.

## **2. Normativa y regulación**

Los aspectos más importantes en cuanto al tratamiento de pérdidas se encuentran desarrollados en el RD 1955/2000.

Desde el año 1998 en España existe lo que se ha denominado mercado mayorista o mercado de producción de energía eléctrica (pool).

El pool es donde los generadores acuden a vender energía mientras que las distribuidoras, las comercializadoras y los consumidores que ejerzan su condición de cualificados, acuden a comprar la energía necesaria para satisfacer la demanda. Los consumidores cualificados pueden acudir directamente al pool o por medio de una comercializadora.

Gráficamente podemos ver cuales son los flujos monetarios que se enmarcan en dicho mercado así como los diferentes participantes que lo integran y la relación existente entre ellos (J.Rivier, T.Gomez, V.mendez, 2001).

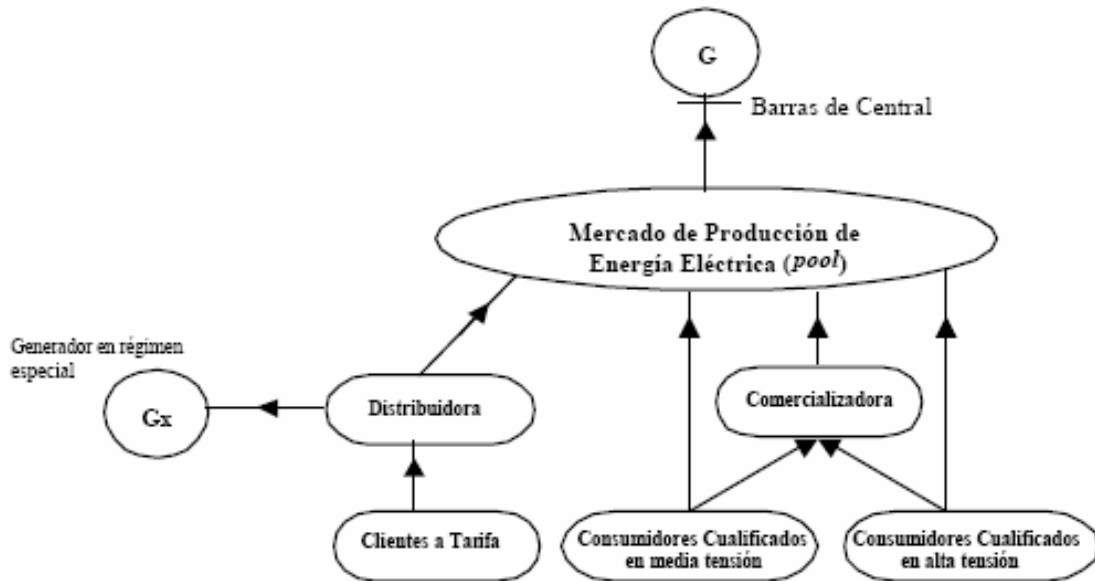


Figura 6.2.1 Esquemas de flujos monetarios en las compras de energía en el pool español

Los agentes compradores de energía pagan en el pool la energía correspondiente con la mejor estimación de la demanda neta que van a tener que satisfacer. Decimos neta, pues en el caso de la distribuidora debe estimar tanto la demanda de su red como la generación embebida en ella y que no acude a mercado. No obstante este tema se abordará con mayor detalle en el apartado 9.

Todas las compras se hacen en barras de central, es decir, que la energía se compra en los límites frontera de los generadores que acuden al mercado mayorista. Esto se hace con el objeto de traspasar la energía medida en el punto de conexión del consumidor a energía en barras de central.

En el caso de los consumidores cualificados, tanto de media como de alta tensión, ya sea directamente o a través de una comercializadora, se les asigna un coeficiente estándar dependiendo de la tarifa de acceso que tengan contratada. Los coeficientes estándares de pérdidas son determinados por la Administración y publicados anualmente en el Real Decreto por el que se establecen las tarifas.

Las pérdidas son pagadas en su totalidad por los consumidores y no hay incentivos en la localización de la generación y el consumo para minimizar éstas.

En el RD 1955/2000 en su disposición transitoria cuarta afirma que *“1. De forma transitoria, al menos hasta el 1 de enero de 2002, las pérdidas de la red de transporte se aplicarán a los consumidores de energía eléctrica mediante la aplicación de los coeficientes de pérdidas que reglamentariamente se publiquen cada año.*

*2. El operador del sistema, a los seis meses de entrada en vigor del presente Real Decreto, independientemente de la afección que pueda suponer para la liquidación de los agentes, deberá calcular y publicar los factores de pérdidas de cada nudo y la asignación horaria de pérdidas a cada sujeto, según la metodología desarrollada en el capítulo VI del Título II, a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto.”*

Los cálculos de los factores de pérdidas (pérdidas marginales) ya se calculan en la actualidad para todos los nudos de 400kV y 220kV. Sin embargo aún no se ha puesto en funcionamiento la asignación de coste y/o responsabilidad de pago a la generación.

Bajo este esquema la distribución tiene un incentivo claro a la reducción de pérdidas ya que se les reconoce en la liquidación la compra de las pérdidas estándares en su red pero la distribuidora paga las pérdidas reales.

En la asignación de pérdidas en el transporte hay una distorsión debido a que a las distribuidoras se les asignan en el *pool* las pérdidas una vez descontadas las pérdidas estándares de los clientes cualificados conectados a la red de transporte. Nadie tiene incentivos a reducir dichas pérdidas y las distribuidoras se ven afectadas por algo que no pueden controlar (J.Rivier, T.Gomez, V.mendez, 2001). La presencia de generadores en régimen especial conectados en las redes de distribución puede ocasionar en principio un beneficio a las distribuidoras por pérdidas evitadas en la red de transporte. Sin embargo, esta generación podría aumentar o disminuir las pérdidas en la propia red de distribución por lo que el balance final para la distribuidora puede ser positivo o negativo.

### **3. Impacto de la generación distribuida en las pérdidas**

El impacto que la generación distribuida puede ocasionar en la red de distribución desde el punto de vistas de las pérdidas es muy variado.

En general el impacto de la GD sobre las pérdidas depende de varios factores (Méndez Quezada, 2005):

- La ubicación de la GD en la red de distribución
- La topología y estructura de la red
- El grado de penetración de la GD en la red
- El perfil de demanda de la red
- El tipo de GD pues su perfil de producción depende de su tecnología

A continuación se describen los factores anteriormente enumerados:

#### a) La ubicación de la GD en la red de distribución y la topología de la red

Estos dos factores se encuentran muy interrelacionados.

La ubicación de la generación es muy importante desde el punto de vista de las pérdidas pues, cuanto más cercano a los lugares de consumo, mayor reducción en las pérdidas se tendrá.

De nuevo, al igual que en apartados anteriores el efecto que tiene sobre las pérdidas dependerá de si hablamos de redes de reparto o redes de MT y BT.

Puesto que las primeras en general son redes más malladas dependerá de la distribución de flujos en la malla para saber cual es el impacto en las pérdidas.

En redes de MT y BT parece obvio que el efecto en las pérdidas no es el mismo si el generador se encuentra conectado cerca del alimentador que en puntos más cercanos a los consumos finales.

b) Grado de penetración

El grado de penetración es otro aspecto muy importante. Si intentamos aproximar matemáticamente el grado de penetración con las pérdidas se obtienen curvas con forma de “U”.

Esto significa que en redes sin generación la conexión de GD implica reducción en pérdidas. Sin embargo a medida que aumenta la producción se puede llegar a un punto donde las pérdidas pueden aumentar debido al exceso de generación.

Esto último sucede por ejemplo con la generación eólica donde el flujo se ha invertido y se llega a inyectar en la red de transporte, aumentando las pérdidas en la red de distribución.

c) Perfil de la demanda y de la producción de la generación

La penetración de la GD nos muestra curvas de tipo “U” en las pérdidas.

Sin embargo la forma que tienen este tipo de curvas viene determinada por el tipo de perfil de producción de la GD en comparación con el perfil de demanda. Las pérdidas menores vendrán asociadas a perfiles de generación que se adapten mejor a los perfiles de demanda.

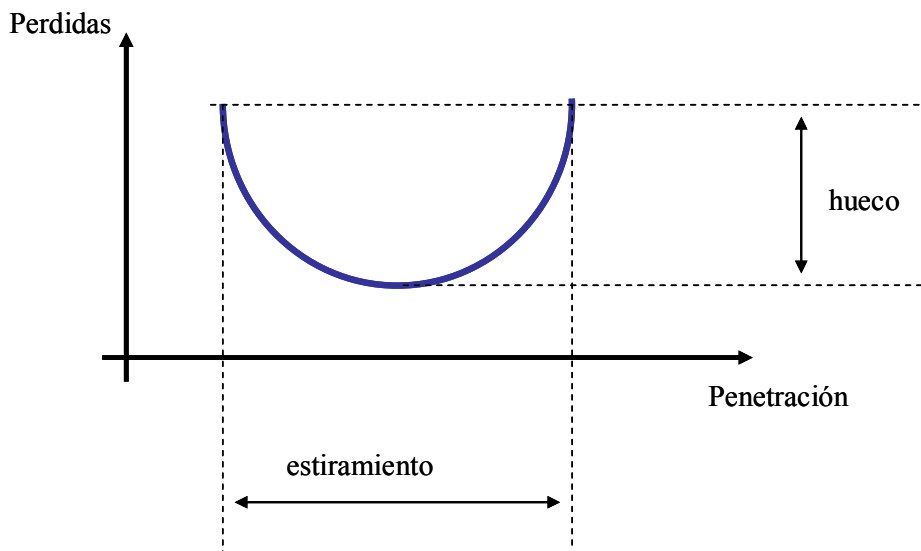


Figura 6.2.1 Curvas tipo U. Pérdidas en redes de distribución en función del grado de penetración de la GD

Las dos características más importantes de las curvas tipo “U” son lo que en la gráfica anterior se ha denominado “*estiramiento*” y “*hueco*”. El *estiramiento* nos da un índice del grado de penetración en la red antes de que se vuelva a tener un incremento de las pérdidas.

El *hueco* da una medida de la reducción de pérdidas que puede provocar una tecnología en la red que se conecta.

Se han realizado estudios del impacto de tecnologías como la cogeneración, fotovoltaica, eólica y generación con producción en base (Méndez Quezada, 2005).

El efecto se muestra en la siguiente gráfica:

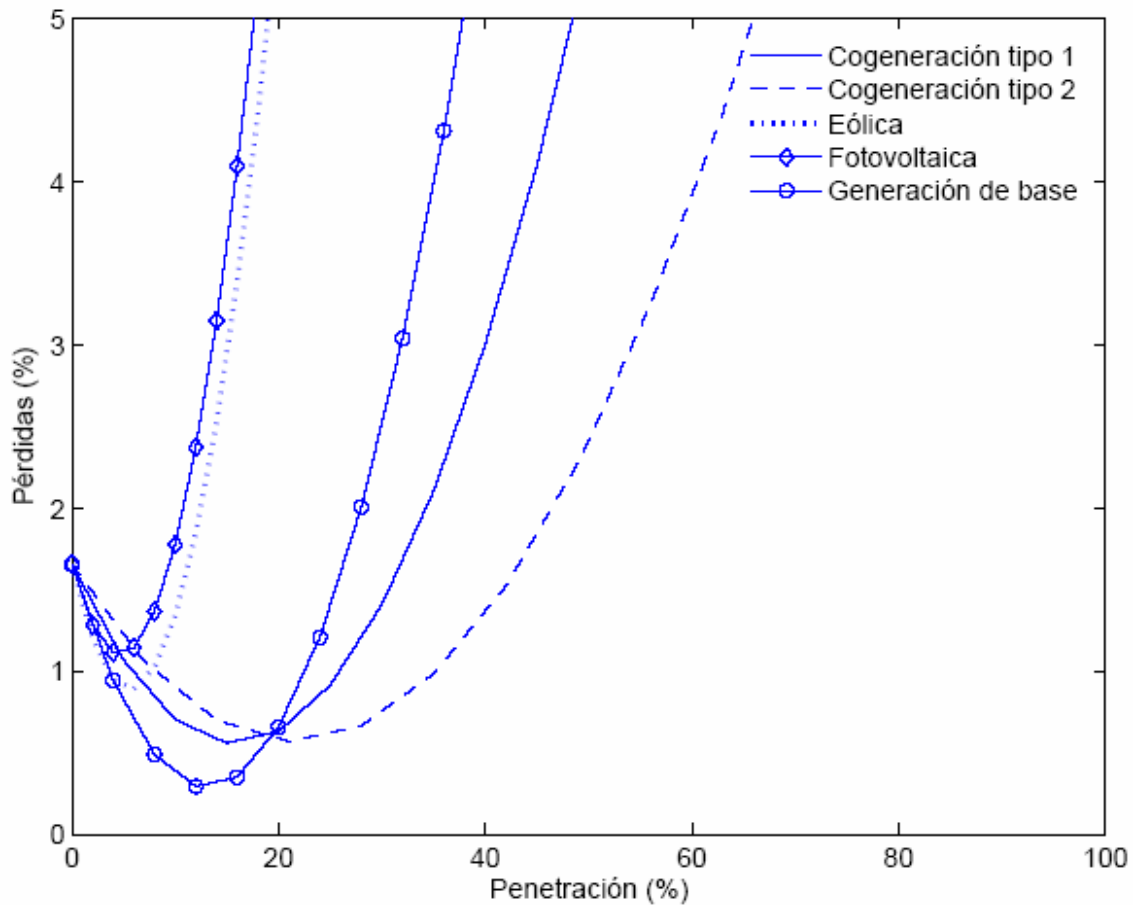


Figura 6.2.2 Curvas tipo U. Pérdidas en redes de distribución en función del grado de penetración de la GD según tecnología

Donde se ha denominado penetración a:

$$\text{Penetración}(\%) = \frac{\text{Potencia Instalada de GD}}{\text{Potencia contratada en el alimentador}} \cdot 100$$

En la gráfica anterior se ha diferenciado la cogeneración como tipo 1 y tipo 2. La tipo 1 es aquella cuyo perfil de producción se asemeja a demandas convencionales con puntas en la mañana y en la tarde mientras que el tipo 2 es aquella con un perfil de producción con puntas nocturnas.

Si analizamos el hueco en función del tipo de tecnología se observa que la generación con mayor reducción en las pérdidas es aquella con producción constante, seguida de la cogeneración, la eólica y la fotovoltaica.

En cuanto al estiramiento, la tecnología con una mayor posibilidad de crecimiento sin producir incrementos en las pérdidas para niveles altos de producción es la

cogeneración, seguida de la generación con producción en base, eólica y por último la fotovoltaica.

### 6.3. Influencia de la GD en la calidad de servicio

En líneas generales se puede afirmar que la red de transporte es la garante de la estabilidad y seguridad del sistema mientras que la red de distribución es la garante de la calidad del servicio que perciben los clientes.

Más del 90% de los cortes que experimentan los clientes o consumidores finales se deben a la red de distribución, lo cuál es lógico, al ser éstas redes menos malladas que la red de transporte y al estar conectados la mayoría de los clientes a ellas.

La **calidad de servicio**, en el contexto eléctrico, es el conjunto de características técnicas y comerciales exigibles inherentes al suministro eléctrico, cuya existencia condiciona el cumplimiento de la obligación contractual y las exigencias reglamentarias aplicables.

La calidad de servicio engloba la calidad comercial o atención al cliente y la calidad técnica de suministro.

La **calidad comercial** es básicamente la calidad que percibe el cliente en la relación que tiene con la compañía eléctrica. La calidad de servicio en la atención comercial no está relacionada con ninguno de los aspectos técnicos del suministro, sino con la relación que existe entre la compañía distribuidora o comercializadora y el cliente. Está configurada por el conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.

En este tipo de calidad es obvio que la generación distribuida poca influencia tiene.

De ahí que en este apartado se vaya a abordar la influencia que tiene la generación distribuida en la calidad de técnica de suministro.

La **calidad de suministro**, a su vez, comprende la calidad de producto y la continuidad de suministro.

#### 6.3.1 La calidad de producto

##### 1. Definiciones

El producto que reciben los clientes es la onda de tensión. Por tanto la calidad de producto la conforman todas aquellas perturbaciones que afectan a las características más fundamentales de la onda de tensión:

- Frecuencia
- Amplitud
- Forma de onda
- Simetría del sistema trifásico



Los fenómenos o perturbaciones más características que se enmarcan dentro de la calidad de producto son: variaciones de frecuencia, armónicos, variaciones rápidas y lentas de tensión (flicker), fluctuaciones de tensión, los huecos e interrupciones breves, los impulsos y las sobretensiones transitorias y los desequilibrios y asimetrías.

Gráficamente se resumen en los siguientes esquemas (T.Gómez, 2004-5b) y (J.M. López Sánchez, 2002):

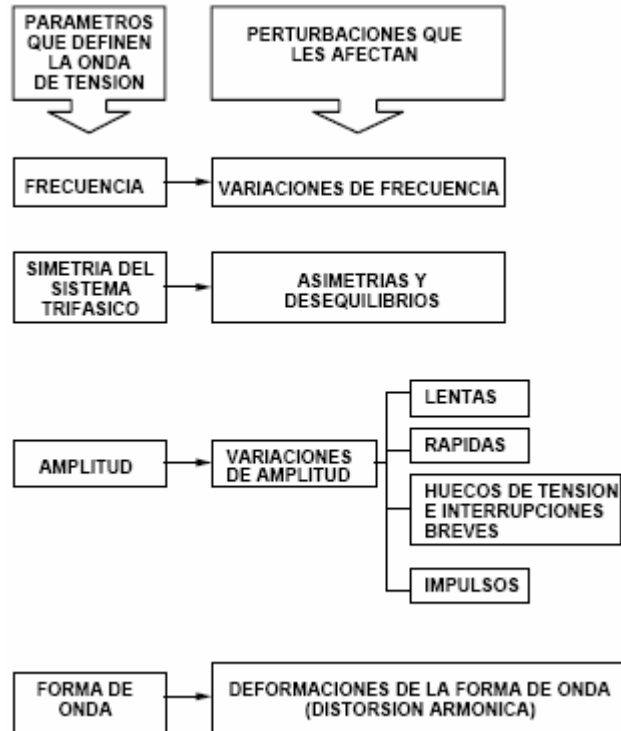


Figura 6.3.1.1 Perturbaciones que afectan a la calidad de producto

Características de la onda de tensión	Perturbaciones correspondientes a alteraciones de las características	
	Denominación	Descripción
Frecuencia	Variaciones de frecuencia	Variaciones de la frecuencia respecto a la nominal de 50 Hz
Amplitud	Variaciones lentas de tensión	Variaciones de la tensión de servicio respecto a la tensión nominal, durante un tiempo superior a 10 segundos
	Variaciones rápidas de tensión	Variaciones del valor eficaz de la tensión (hasta el 10%) entre dos niveles contiguos, manteniéndose cada uno de ellos durante un tiempo superior a 30 milisegundos  Aparecen, tanto de manera esporádica como repetitiva y de forma regular (almenas rectangulares de amplitudes iguales) o no  Un caso particular de las variaciones repetitivas es el que origina el fenómeno del <i>flicker</i>
	Huecos de tensión e interrupciones breves	Bajadas bruscas (entre el 10% y el 100%) del valor eficaz de la tensión, seguidas de un restablecimiento después de un lapso de tiempo comprendido entre 10 milisegundos y algunos segundos
	Impulsos de tensión	Variaciones bruscas del valor instantáneo de la tensión, de magnitudes que pueden llegar a ser varias veces la de la tensión nominal, con duración comprendida entre algunos microsegundos y pocos milisegundos
Forma de onda	Distorsión armónica	Deformación de la onda senoidal que puede ser descompuesta en ondas senoidales, una de ellas de 50 Hz (componente fundamental) y otras de frecuencias armónicas (múltiplos de 50 Hz)
Simetría del sistema trifásico	Desequilibrios y Asimetrías	Desigualdades de módulos en las fases y/o de sus desfases relativos en el sistema trifásico considerado

Figura 6.3.1.2 Perturbaciones correspondientes a alteraciones de las características de la onda de tensión

## 2. Regulación y normativa

Teniendo en cuenta la normativa española, la calidad de producto se encuentra definida en el artículo 102 del capítulo segundo del título VI del RD 1955/2000 (Ministerio de Economía, 2000c). En dicho artículo se especifica que toda la normativa referente a la calidad de producto seguirá los criterios definidos en la norma UNE-EN 50160 (UNE-EN 50160, 1994), la cual está adaptada para el sector en español tal y como se comenta en (UNESA, 1996).

La citada norma europea UNE-EN 50160 uniformiza el producto electricidad en toda la Unión Europea. Esta norma no fija niveles de compatibilidad electromagnética, sino que describe cómo debe ser la electricidad que se suministra a cada cliente o los niveles máximos de perturbaciones que pueden existir en cada punto de suministro.

En lo referente a los huecos de tensión la última legislación que trata este aspecto es la orden ministerial de 5 de septiembre de 1985 por la que se

establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica (Ministerio de Industria y Energía, 1985). En el artículo 2.1.4 se afirma *“para centrales hidroeléctricas de hasta 5MVA y centrales de autogeneración eléctrica, en caso de apertura del interruptor automático de la empresa eléctrica correspondiente a la línea a la que se conecte una central, ésta no deberá mantener tensión en la red de la compañía. Y si la pudiera mantener por ir equipado de generadores síncronos, o asíncronos autoexcitados, se montará por parte de la propiedad un sistema de teledesconexión de la central desde la subestación o centro de transformación de la compañía a la que se conecte la central.*

*En las redes aéreas con reenganche automático se establecerán dispositivos adecuados para que la central no se conecte de nuevo hasta que la reconexión sea firme”.*

En el apartado 2 del artículo 8 del RD 1366/200 (Ministerio de Economía, 2000b) para instalaciones fotovoltaicas de hasta 100kVA conectadas a la red de BT se cita: *“en el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución”.*

Tal y como se comentará en el siguiente apartado la mayor problemática viene asociada al tema de los huecos de tensión. Actualmente el operador del sistema ha realizado un borrador que será el procedimiento de operación 12.3 y que tratará los aspectos más relevantes de la generación eólica. Sin embargo a día de hoy todavía no se encuentra aprobado.

El aspecto más importante propuesto en dicho procedimiento es: *“los parques eólicos deberán soportar sin desconexión, huecos de tensión trifásicos, bifásicos o monofásicos en el punto de conexión a la red con las características de magnitud y duración especificados en la siguiente figura”:*

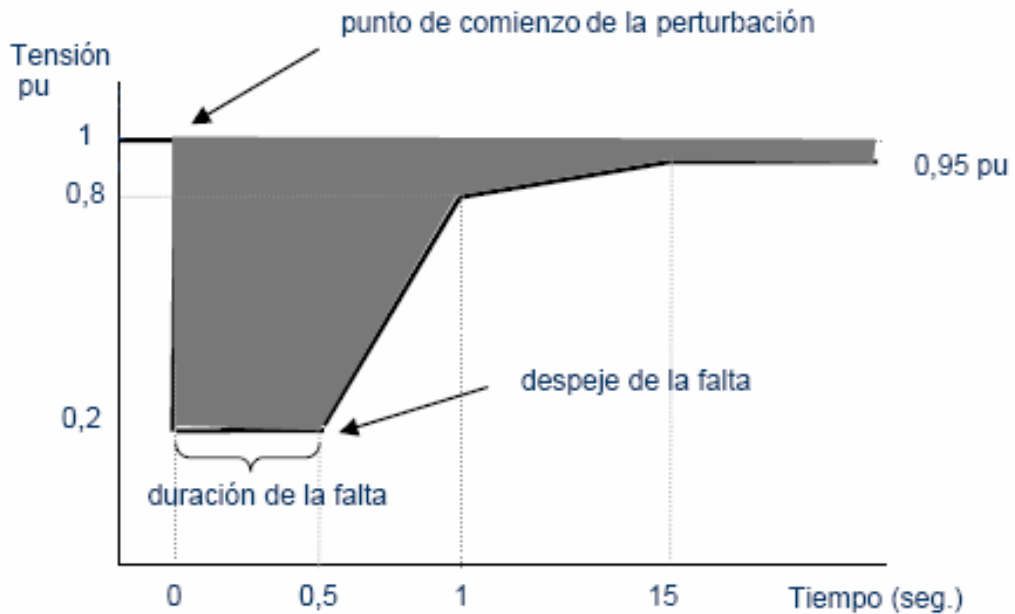


Figura 6.3.1.3 Hueco de tensión exigido en instalaciones eólicas

Este requisito será necesario para el cobro de la prima definida en el RD 436/2004.

### 3. Impacto de la generación distribuida en la calidad de producto

El impacto de la generación distribuida más importante se produce debido a los huecos de tensión que puede haber en la red. En el resto de impactos: armónicos, desequilibrios etc. no presentan grandes inconvenientes que no hayan introducido otro tipo de conexiones en la red como cargas industriales, sistemas de transporte (Metro), rectificadores, etc..

Por lo que respecta a las fluctuaciones lentas de tensión los impactos más importantes se tratarán en el apartado 6.4.

La normativa vigente permite la desconexión automática de la generación distribuida. Este hecho puede ser especialmente grave si existe abundancia de generación a escala local pues cualquier incidente que provoque un hueco de tensión puede provocar la desconexión de bolsas de potencia importantes. A causa de este fenómeno el operador del sistema puede encontrarse con situaciones en las que un incidente provoque la desconexión de una potencia superior a las reservas de secundaria pudiendo incurrir en una inestabilidad de frecuencia para el sistema y por tanto desencadenar un black out.

Este es caso de la generación eólica. El operador del sistema, debido a estas y otras connotaciones que se comentarán en el apartado 8.1, ha fijado 13.000MW como máxima producción que debe haber en el sistema para mantener la seguridad y fiabilidad en el suministro eléctrico en España.

Esta cifra de 13.000MW instalados se ha realizado para la punta del sistema y con la premisa de que los parques eólicos deben aguantar huecos de tensión temporizando el disparo de los relés de mínima tensión por encima de 500ms. En situación de valle el límite será de 3000MW con una temporización superior a 500ms y de 5000MW con una temporización superior a 1s.

Puesto que el objetivo de la presente tesis no es desarrollar el impacto técnico de un cortocircuito en un generador a continuación se va a mostrar un resumen de los efectos que tiene sobre la generación eólica un hueco de tensión para tener un orden de magnitud de la dimensión del problema.

En España los generadores eólicos típicamente instalados son:

- Generadores asíncronos directamente conectados a la red:

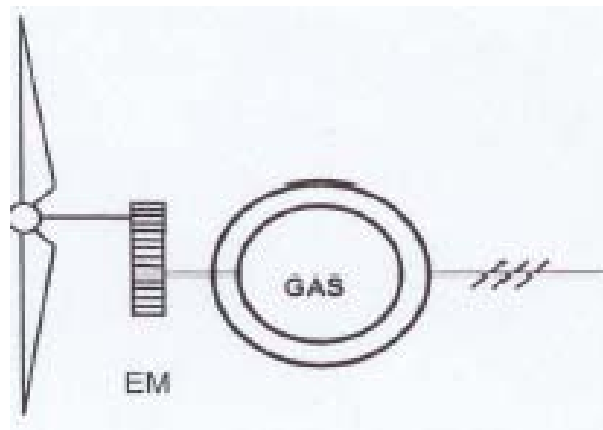


Figura 6.3.1.4 generador asíncrono

- Generador asíncrono doblemente alimentado

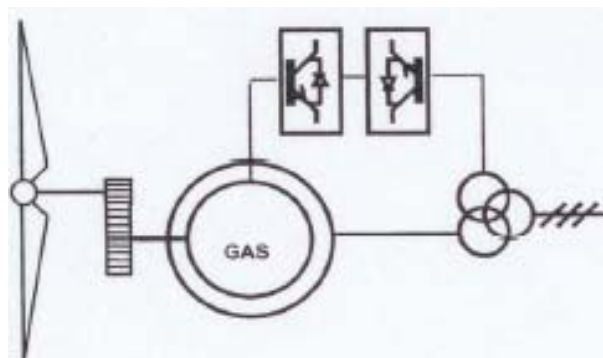


Figura 6.3.1.5 Generador asíncrono doblemente alimentado

- Generador síncrono con convertidor en el estator

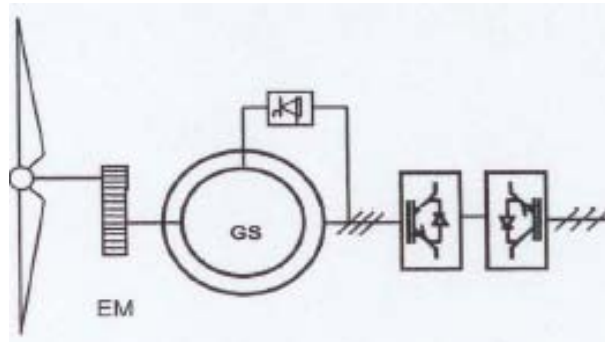


Figura 6.3.1.6 Generador asíncrono con convertidor en el estator

A continuación se van a mostrar gráficas de la respuesta en el dominio del tiempo cuando una máquina asíncrona sufre un hueco de tensión en sus bornes de duración 400, 1200 y 1400 milisegundos, lo cual nos coloca en el caso más desfavorable (Luis Rouco, 2005).

Los efectos más dañinos que se pueden producir son los derivados de la pérdida de estabilidad debido a un desequilibrio de los pares electromecánicos en el rotor y las sobreintensidades que puede experimentar la máquina.

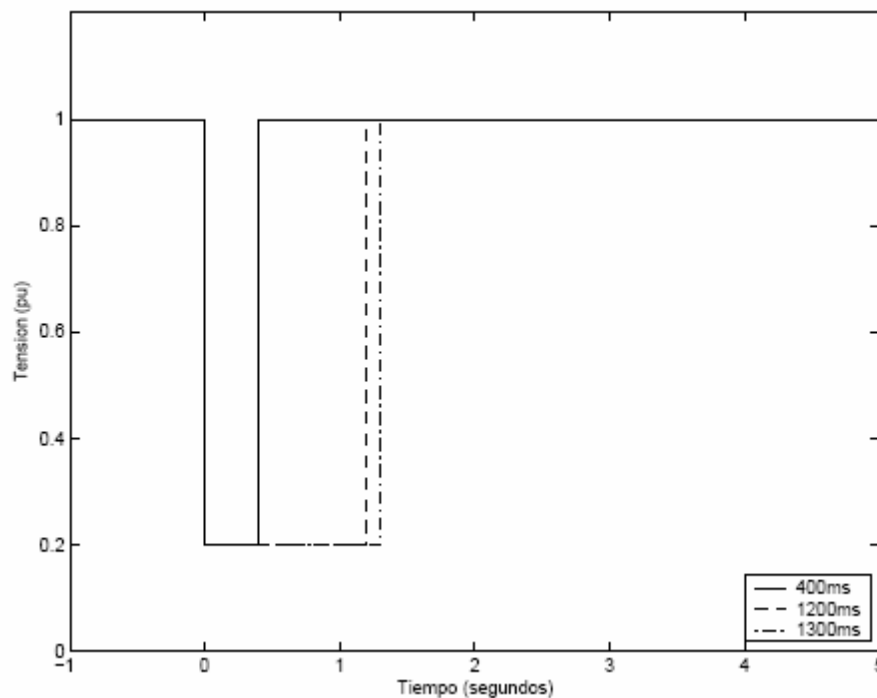


Figura 6.3.1.7 Huecos de tensión del 80% de duración 400, 1200 y 1300 ms

La aceleración que experimentaría la máquina al ver reducido su par de frenado eléctrico se podría medir a través de su deslizamiento (el

deslizamiento se muestra como negativo al ser una máquina asíncrona funcionando en modo generador):

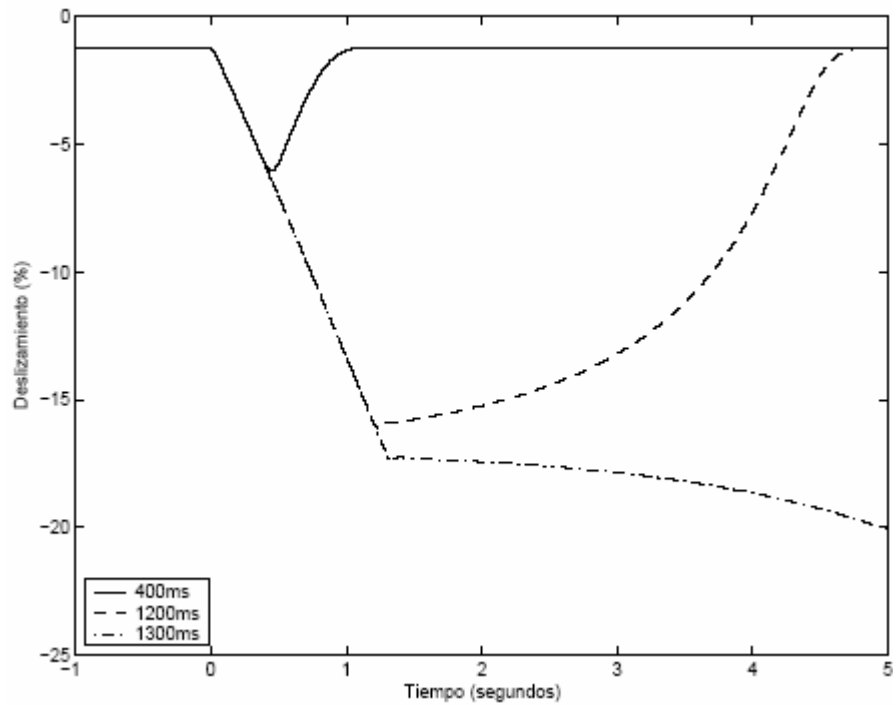


Figura 6.3.1.8 Deslizamiento del generador eólico ante huecos de 400, 1200 y 1400 ms

Se observa como para huecos superiores a 1300ms la máquina pierde la estabilidad pues el deslizamiento aumenta de forma permanente.

Las intensidades en eje directo y eje transversal son:

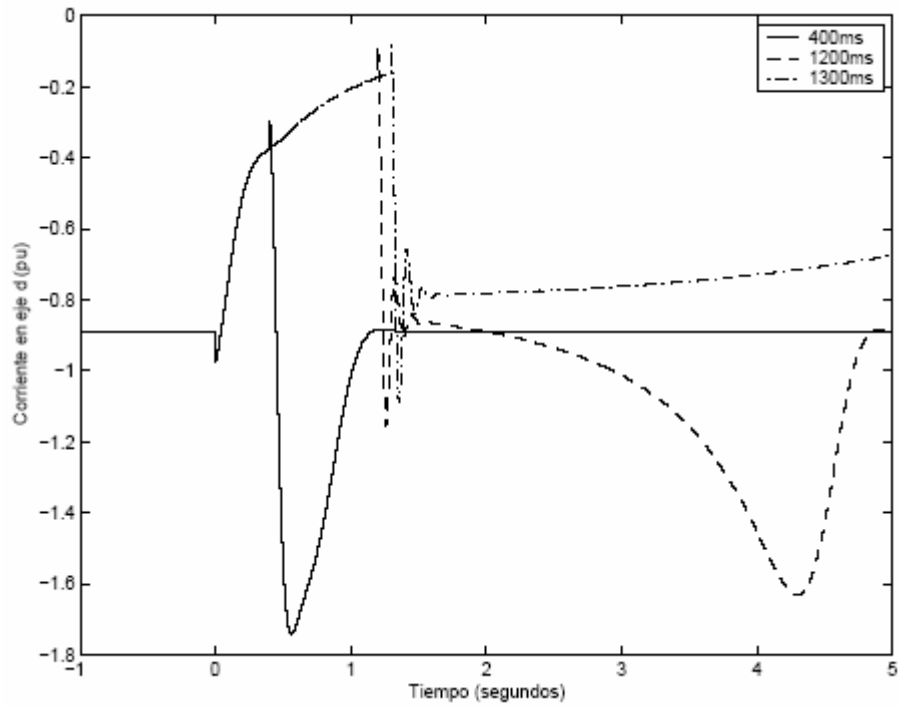


Figura 6.3.1.9 Intensidades en eje directo del generador eólico ante huecos de 400, 1200 y 1400 ms

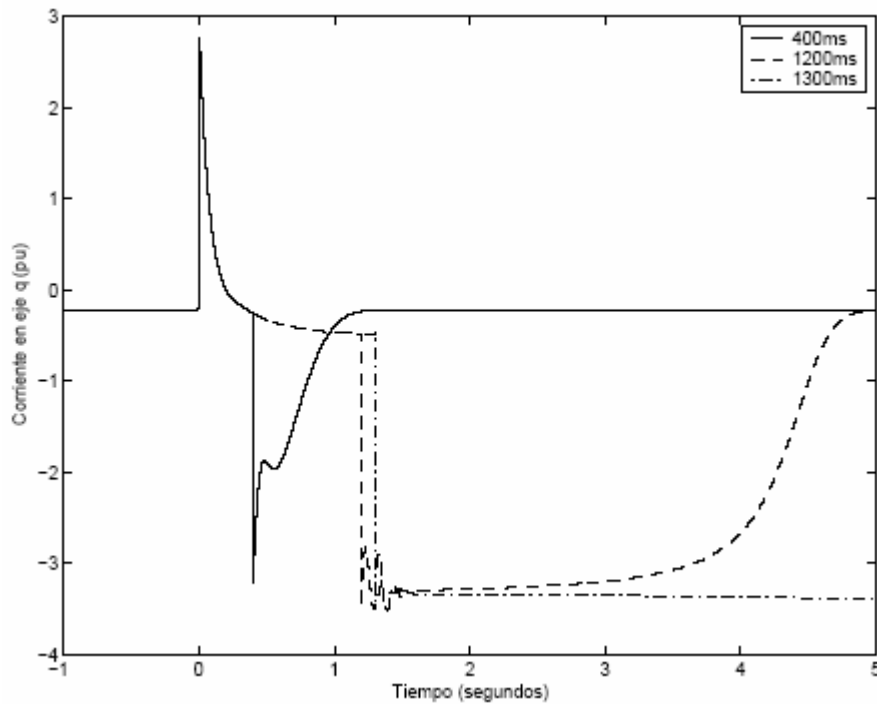


Figura 6.3.1.10 Intensidades en eje transversal del generador eólico ante huecos de 400, 1200 y 1400 ms



Se observa en la componente reactiva cómo se pueden dar intensidades del orden de tres veces la nominal pero que se amortiguan muy rápido en el tiempo (en torno a 100ms) para huecos del orden de 500ms. Para huecos de duración superior a 1s sí que se dan valores muy elevados y mantenidos en el tiempo por lo que la desconexión de este tipo de máquinas ante huecos no debería ser superior a 1segundo.

Hay que tener en cuenta que los huecos de las gráficas anteriores aplican a un defecto en bornes de la máquina. Para puntos más alejados los valores de tensión no son tan pequeños como en este caso siendo la profundidad del hueco mucho menor.

Para tener una idea del orden de magnitud de huecos de tensión en puntos que no estén bornes de la máquina a continuación se muestra el efecto en el hundimiento de las tensiones en la subestación de Loeches 400kV en Madrid (Alberto Ceña, 2005):

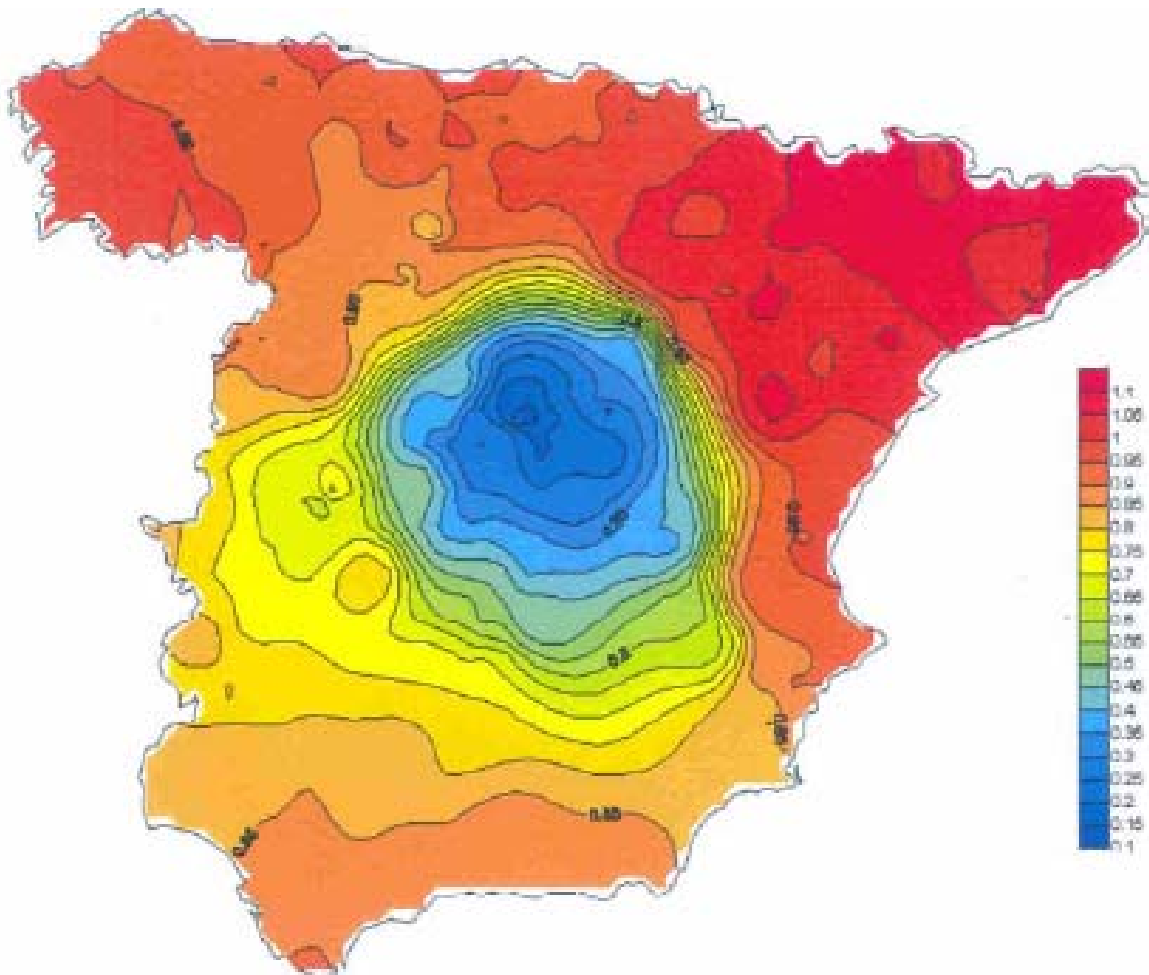


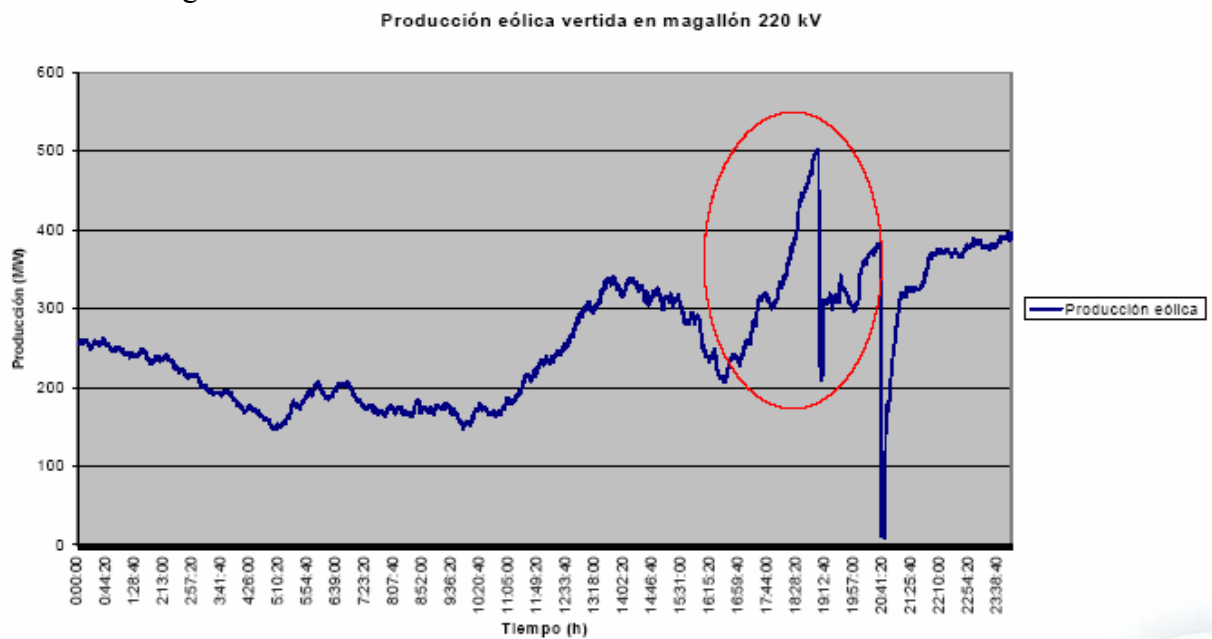
Figura 6.3.1.11 Hueco de tensión tras una falta trifásica en la subestación de Loeches 400kV

Vemos como las tensiones se ven afectadas hasta zona de Andalucía. Ciertamente este uno de los defectos más severos que se pueden producir en la península.

Por lo que respecta a el efecto de los huecos de tensión a las máquinas síncronas, en la presente tesis no se va profundizar en ello pues un tema que está muy investigado (P.Kundur, 1994), (Antonio Gómez Expósito, 2002), (J. J. Grainger, W. D. Stevenson, 1994), (José Luis Sancha, 1995).

Un ejemplo práctico se produce en el incidente de Magallón del 1 de Agosto del 2005 (Red Eléctrica Española, 2005d).

Este día a partir de las 16:30 se produjo un aumento de generación que produjo el disparo del transformador de evacuación 220/400kV de Magallón:



### 6.3.1.12 Evolución de la producción eólica vertida en Magallón

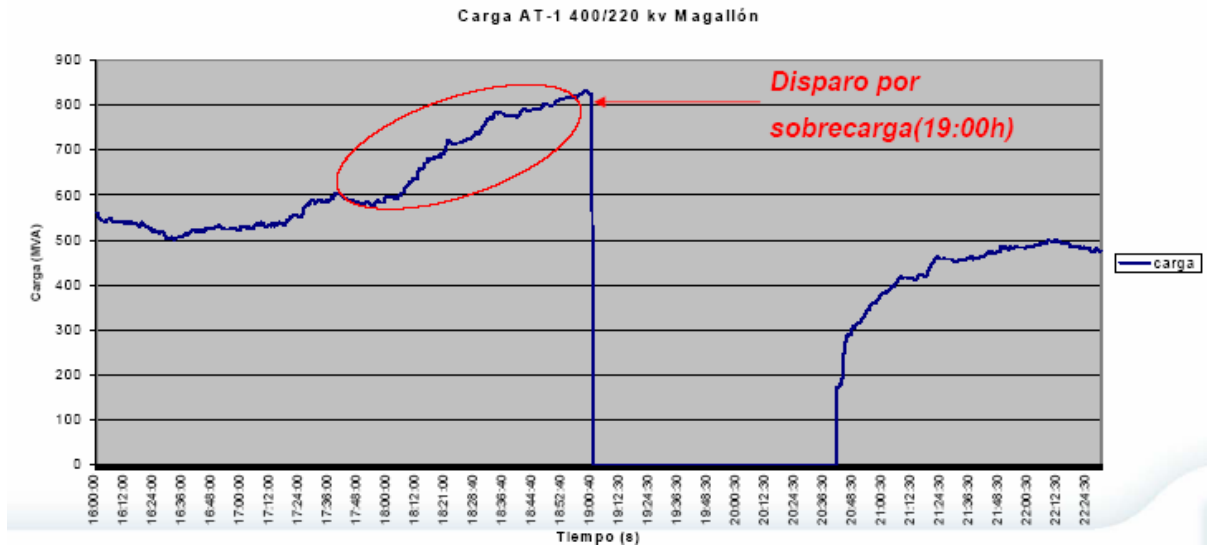


Figura 6.3.1.13 Evolución de la carga del trafo 400/220kV de Magallón

El disparo del trafo provoca una pérdida de potencia de 300MW. Debido al hueco de tensión en la zona de 0.8p.u durante aproximadamente 1 segundo se produce una pérdida de mercado adicional de 300MW eólicos.

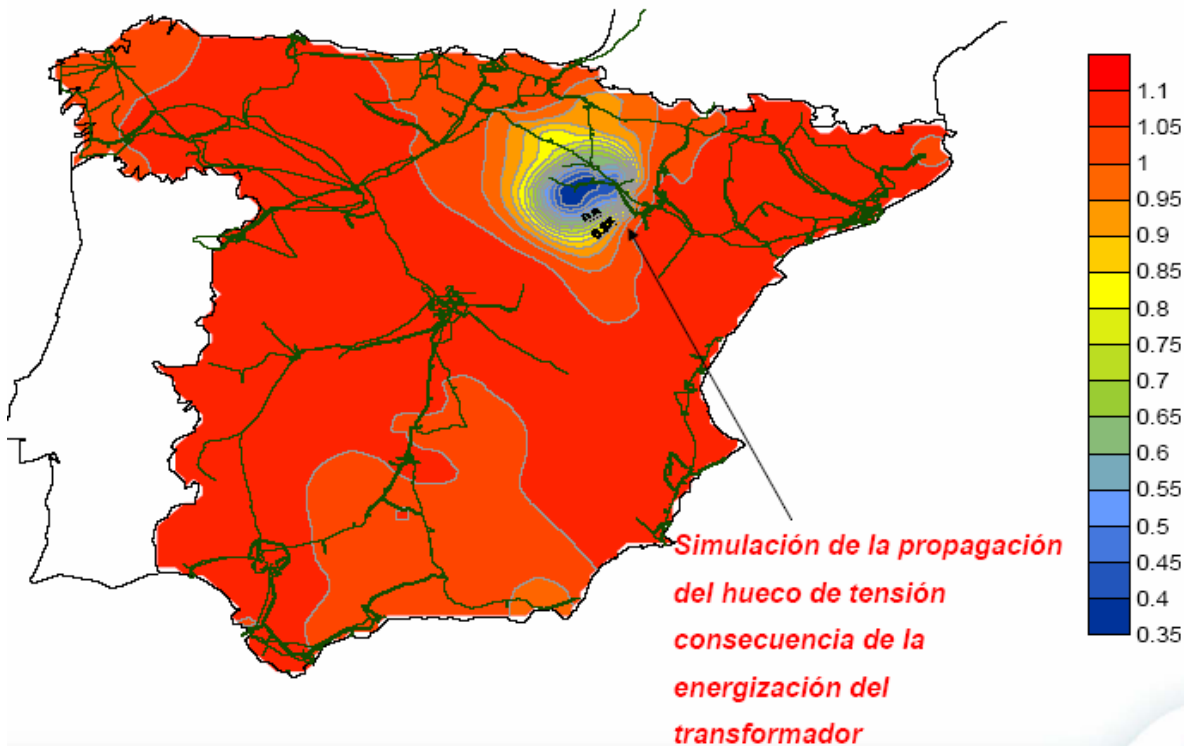


Figura 6.3.1.14 Hueco de tensión en el incidente de Magallón

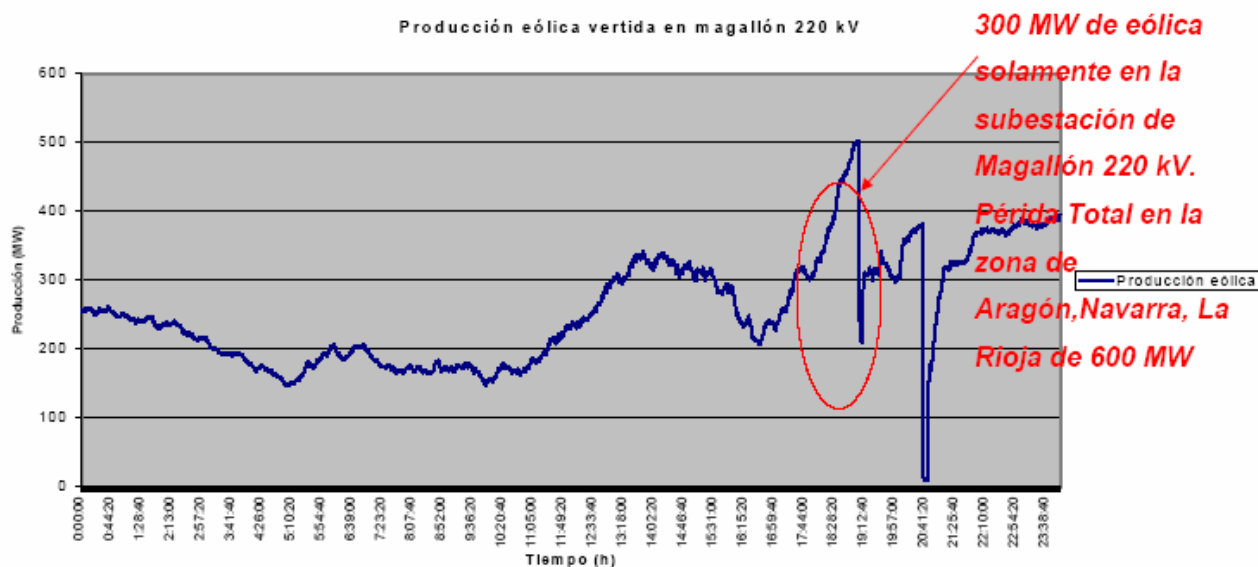


Figura 6.3.1.15 Pérdida de producción eólica debido al incidente

### 6.3.2 Continuidad en el suministro

La continuidad de suministro es lo que se denomina fiabilidad de la red de distribución. A este epígrafe pertenecen las interrupciones largas o permanentes.

En España se denominan interrupciones largas a aquellas con un corte superior a 3 minutos. La continuidad en el suministro se encuentra legislada en el RD 1955/2000 a lo largo del capítulo II (Ministerio de Economía, 2000c) y en la orden ECO 797/2002 (Ministerio de Economía, 2002c).

El impacto que tiene la GD en la continuidad en el suministro se debe dos temas principalmente: la posibilidad que podría tener la GD de funcionar en isla mejorando así la continuidad de suministro de los consumidores y por otro la repercusión que tiene la GD en la operación ante fallos n-1.

Por lo que respecta al funcionamiento en isla se abordará en mayor detalle en el apartado 8.3.

En cuanto a la repercusión en la operación por continuidad en el suministro se encuentra analizada en el apartado 6.1.

### 6.4. Influencia de la GD en los perfiles de tensión

En este apartado hay que distinguir claramente las zonas antes comentadas pues las tensiones se comportan de modo muy distinto en la red de reparto, en MT y en BT.

En las redes de transporte y en las redes de reparto de 132kV se cumple que el efecto resistivo de las líneas es despreciable frente al inductivo.

Si además se tiene en cuenta que las tensiones se operan relativamente cerca de la tensión nominal y que las diferencias angulares entre dos nudos no son grandes:

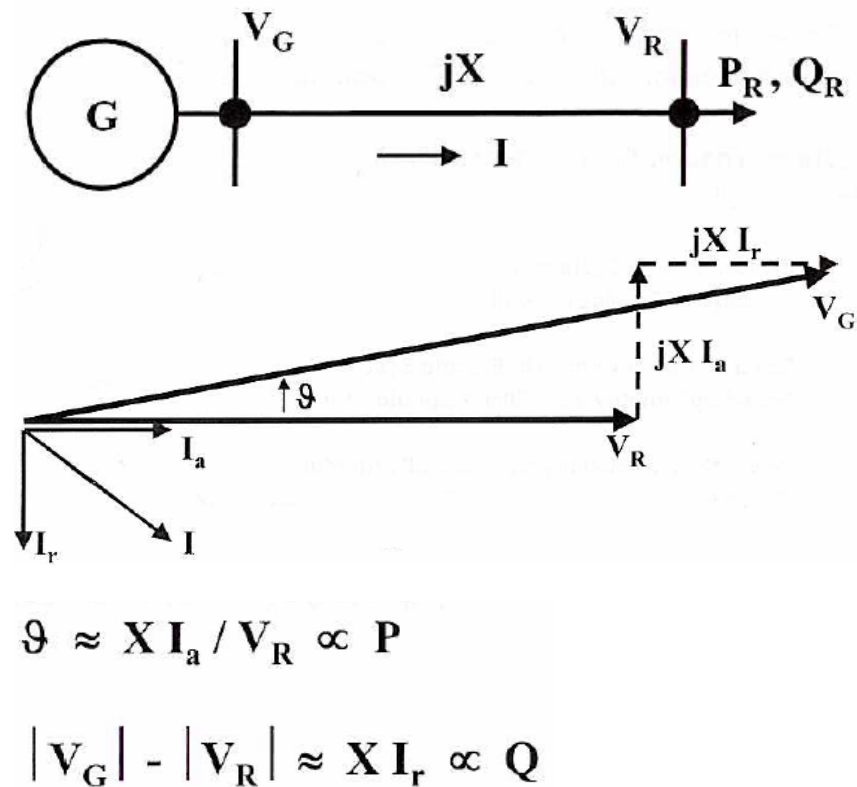


Figura 6.4.1 Relación P-Angulo y Q-V para un generador conectado a una red infinita

Entonces se verifica que la potencia reactiva depende de la diferencia de módulos de tensión y la potencia activa de las diferencias angulares.

Sin embargo, esta afirmación deja de ser cierta a partir de niveles de tensión de 66kV e inferiores para las redes de reparto pues los valores de resistencia de las líneas eléctricas dejan de ser despreciables frente a las reactancias.

Por otro lado las redes dejan de ser nudos de potencia infinita lo que significa que las tensiones no tienen por qué ser cercanas a la nominal. Esto implica que, si bien la dependencia tensión-reactiva o diferencias angulares-p. activa sigue siendo importante, existen situaciones en las que la relación tensión-p. activa o diferencias angulares-reactiva deberá ser tomada muy en cuenta.

#### 6.4.1 Red de reparto

En líneas generales los niveles de tensión de la red de reparto de las zonas de distribución gozan de buena salud y se encuentran dentro de los límites del  $\pm 7\%$  y  $\pm 10\%$  exigidos por calidad de producto (ver apartado 6.3.1).

Hay que tener en cuenta que la salud de las tensiones en la red de reparto no depende tanto de la reactiva generada por la GD, como sí ocurre en la red de transporte con la generación de régimen ordinario.

Los niveles de tensión de la red de reparto dependen de la conexión que tenga ésta con la red de transporte y en casos contados, y localmente ubicados, de determinadas inyecciones de potencia activa de la generación distribuida así como elementos de compensación de reactiva que pueda haber en la red de reparto.

La potencia reactiva que pueda generar la GD no es especialmente significativa para el control de tensiones. Pueden ayudar a compensar el factor de potencia pero la distribuidora no tiene ningún control sobre ellos. La inyección de reactiva de cada generador distribuido dependerá del incentivo económico que quiera sacar a tenor del RD 436/2004.

Además, el potencial de la reactiva que pueden generar este tipo de generaciones no es muy significativo comparándolo con la potencia activa que generan.

Por esta razón su repercusión sobre los niveles de tensión depende más de la potencia activa que netean, y, gracias a ello, consiguen mejores niveles de tensión al haber menores flujos por las líneas.

Para comprender mejor lo comentado anteriormente se van a mostrar dos ejemplos reales en la red de reparto de la zona de Segovia y León.

La red de reparto de Segovia en la zona que vamos a analizar presenta el siguiente esquema ortogonal:

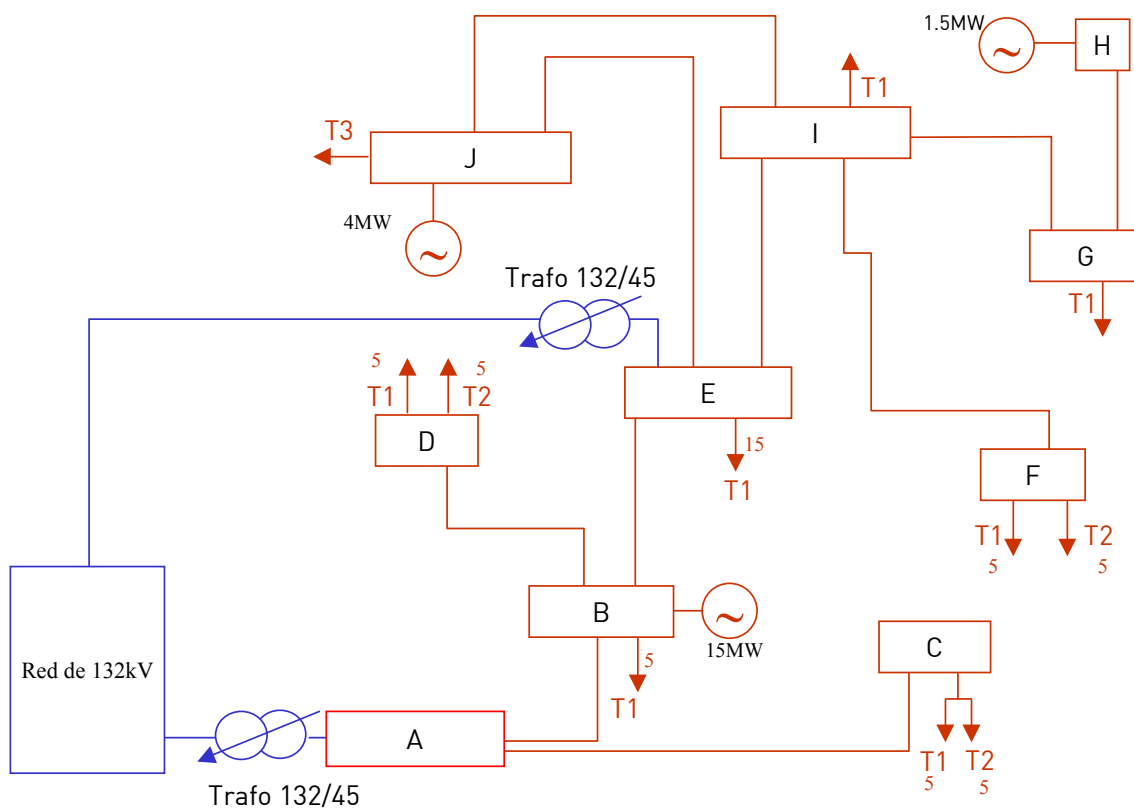


Figura 6.4.1.1 Red de reparto de zona de Segovia

En el gráfico anterior la zona roja representa la red de 45kV y la zona azul la red de 132kV. Cada caja representa una subestación y las flechas salientes representan transformación a 15kV de trafos 45/15kV.

El problema de dicha red desde el punto de vista de tensiones se debe a que desde la red de 132kV se deben cubrir grandes distancias para satisfacer la demanda.

En el año 2005 se conectó a la red el generador de la subestación B, lo cual ha redundado en beneficios en la tensión pues han disminuido las caídas de tensión en la red de la zona.

A continuación se muestra una gráfica para un día escogido al azar donde se puede ver la generación de activa y reactiva inyectada en la subestación B y el perfil de tensión de la subestación B:

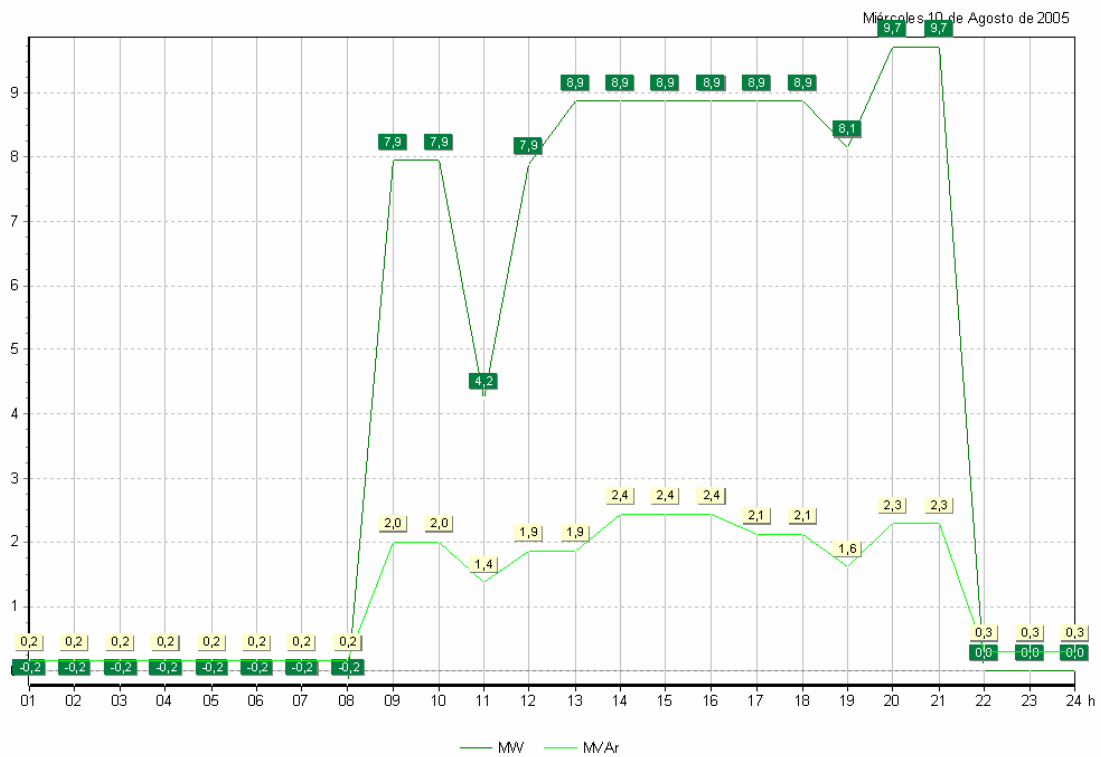


Figura 6.4.1.2 generación de P y Q del cogenerador conectado a la subestación B

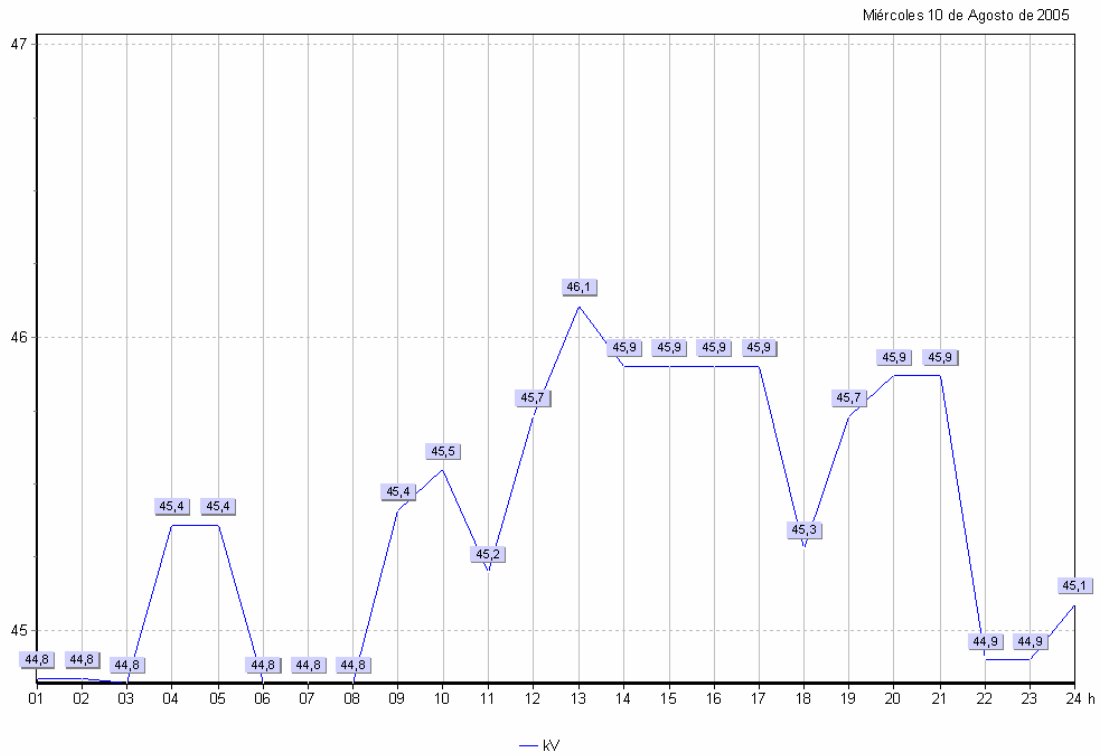


Figura 6.4.1.3 Perfil de tensiones en la subestación B

De las gráficas se desprende cómo el perfil de tensión acompaña claramente a la inyección de potencia del generador.

Esto tiene ventajas e inconvenientes. Las ventajas se producen en aquellas redes cuya generación redunde en mejores niveles de tensión.

La desventaja está en que el distribuidor no tiene control de tensión en ese nudo y posiblemente tampoco en los cercanos por lo que si existen clientes conectados en esos niveles de tensión puede haber problemas en la calidad de producto entregado. Por otro lado esa variación debe ser asumida en la subestación B por los transformadores 45/15kV, ya que sus cambiadores de tomas están cambiando continuamente para mantener niveles de tensión uniformes en 15kV lo cual conlleva un mayor desgaste de los trafos y por lo tanto mayores costes en mantenimiento.

Otro ejemplo lo encontramos en la red de reparto de León. Analizando el esquema ortogonal se tiene:



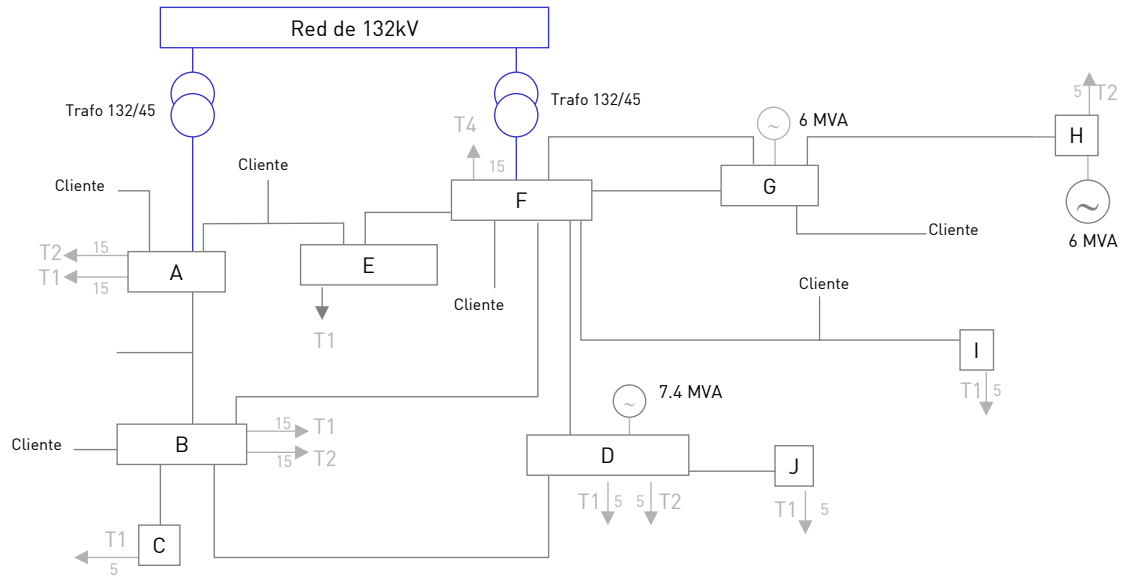


Figura 6.4.1.4 Red de reparto en zona de León

El color gris representa la red de 45kV y el azul la red de 132kV. Las cajas representan subestaciones y las flechas salientes de las cajas transformadores 45/15kV.

En este caso se pretende analizar el impacto que tuvo el cogenerador conectado en la subestación D cuando entró en servicio el año 2003.

Se muestran de nuevo las potencias activa y reactiva inyectadas al nudo y el perfil de tensión en el nudo D:

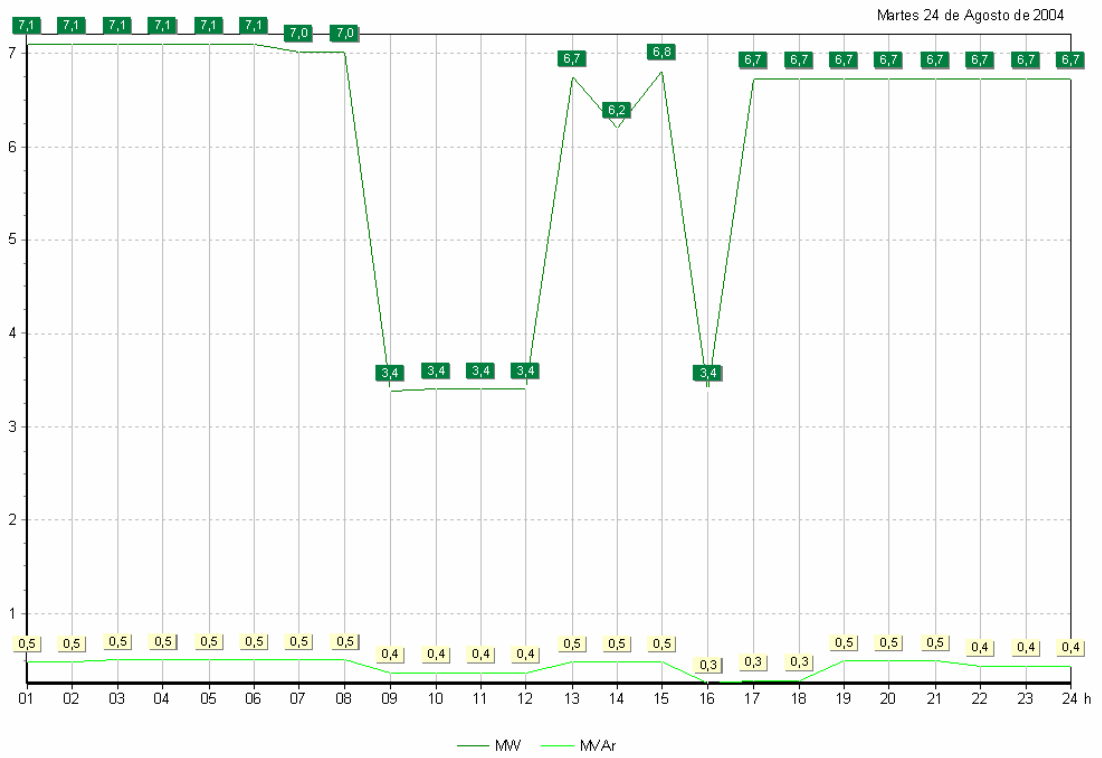


Figura 6.4.1.5 Generación de P y Q del generador conectado a la sub. D

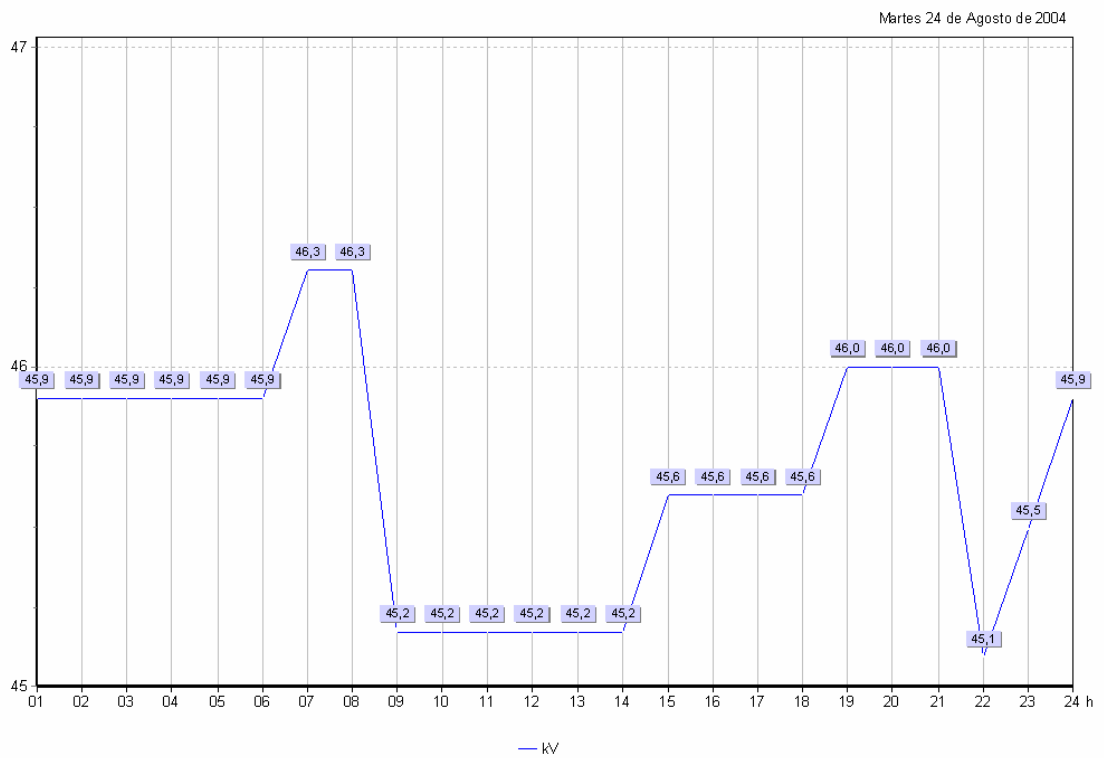


Figura 6.4.1.6 Perfil de tensión de la subestación D

De nuevo se observa la influencia que tuvo la potencia inyectada en el nudo con el perfil de tensión.

Sin embargo en la gráfica se observa como el perfil de tensión varía a las 22 horas mientras que la generación no cambia. Esto se debe a que las tensiones de la red de reparto dependen de las inyecciones de redes de tensiones superiores, fundamentalmente.

Si observamos los perfiles de tensión de la subestación D y los comparamos con la subestación de inyección F se observará que la tensión disminuye a las 22 horas porque la subestación de inyección F también tuvo un bajón en la tensión.

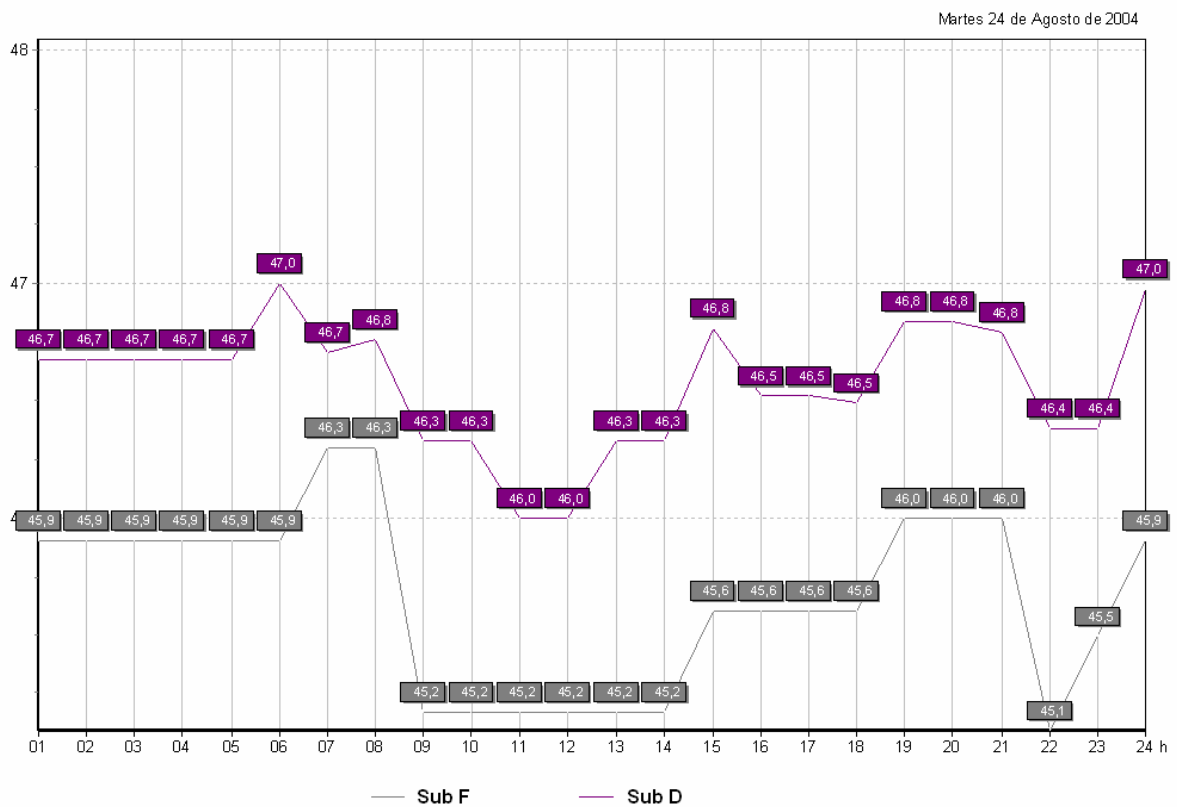


Figura 6.4.1.7 Perfiles de tensión de las subestaciones F y D

Por lo tanto es muy importante ver el papel que los generadores conectados en la red de reparto desempeñan en los niveles de tensión, pero hay que considerar que la salud de las tensiones de la zona no depende únicamente de él sino también de las conexiones que existan con redes de tensiones superiores.

En conclusión, como ya se ha comentado en apartados anteriores, el distribuidor debería tener un control sobre estas instalaciones de generación importantes que se encuentran conectadas a la red de reparto al igual que el operador del sistema lo tiene sobre las grandes centrales de generación.

Para ello habría que crear un proceso de resolución de restricciones técnicas para la red de distribución y el generador debería recibir una prima por la prestación de este servicio.

En la actualidad el distribuidor no tiene control sobre la GD pero sí debe cumplir unos requisitos de calidad y continuidad, por lo que se ve obligado a invertir más de lo necesario para acomodar las redes ante cualquier situación que se pueda presentar en la red.

#### 6.4.2 Red de MT y BT

En MT y BT la estructura de la red es completamente distinta al ser redes radiales y no malladas o cuasimalladas como en el caso de reparto.

Para el caso de MT, la tensión de las líneas viene determinada por la tensión de las barras de MT. Esta tensión es controlada por el último trafo con regulación en carga (220/15/15kV, 220/20/20kV, 132/15kV, 132/20kV, 66/20kV, 66/15kV, 45/15kV etc.) que va a existir entre el consumidor final y la red.

A partir de ahí la tensión cae linealmente hasta los CT's donde existen trafos MT/BT con regulación en vacío (típicamente disponen de 5 tomas) que en función de su distancia a la cabecera de la línea de MT tendrán una toma para elevar o mantener la tensión en BT.

Para el caso de líneas de MT muy largas a veces se instalan reguladores que elevan de nuevo la tensión en mitad de la línea.

Para el caso de BT, la red depende de un trafo con regulación en vacío, como ya se ha comentado, que marca una tensión que también caerá linealmente con la distancia hasta el consumidor final.

Gráficamente el perfil de tensiones en MT y BT:

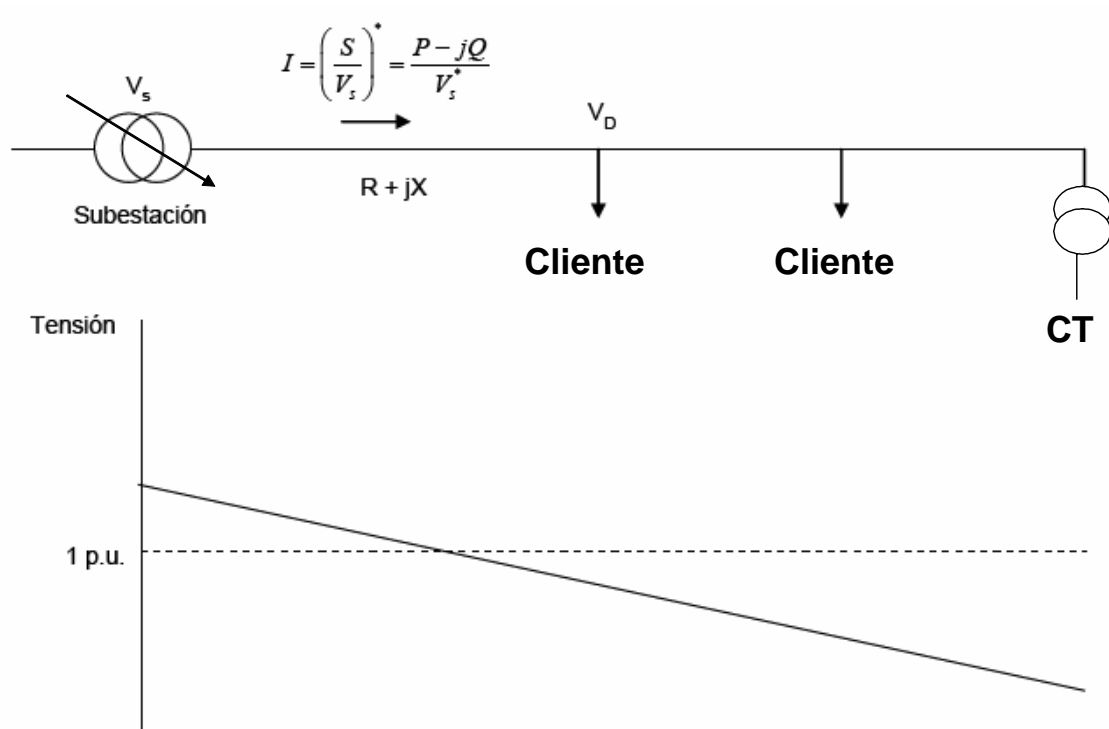


Figura 6.4.2.1 Perfil de tensión en redes de MT

El impacto que tiene la GD en este tipo de redes depende de su grado de penetración en la red y del tipo de generación, pues cada tipo presentará un perfil de producción diferente. Para estos casos la reactiva carece prácticamente de importancia (en general) y será la potencia activa que produzcan la que aumentará los niveles de tensión a costa de reducir las caídas de tensión debido a flujos de potencia menores.

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).

Anteriormente, las distribuidoras exigían que la GD operara a un factor de potencia cercano a la unidad (que no suministrara ni consumiera energía reactiva) aunque con el RD 436/2004 cada generador decide, debido al incentivo económico planteado en el apartado 3.2.

Sin embargo, el problema mayor no está en la reactiva sino en la activa que producen, lo cual modifica sensiblemente los perfiles de tensión. De nuevo esto coloca a la distribuidora en una situación delicada pues existen clientes en MT y BT que reciben una tensión sobre la cual la distribuidora no tiene el 100% de su control pero si es responsable de ella al 100%.

Una posible solución en MT pasaría por dotar a los CT's de regulación en carga para mantener los niveles de tensión en BT. Sin embargo esto incrementaría los costes de mantenimiento de los CT's y el cambio de todos los trafos de los CT's tendría un coste desproporcionado.

Por tanto la solución idónea sería cambiar el marco regulatorio, donde los generadores únicamente intentan cumplir el RD436/2004 sin importarles los niveles de tensión. Para ello bastaría con habilitar dispositivos de control de tensión en el nudo en el que se encuentran conectados. El distribuidor sería el responsable de facilitar la tensión consigna que deberían mantener los generadores en la red.

#### 6.5. Influencia de la GD en la seguridad del personal de mantenimiento

Cada año, de cara a maximizar la vida útil, fiabilidad y rentabilidad de las inversiones que se realizan en las instalaciones hay que realizar tareas de mantenimiento.

Las operaciones de red más importantes que permiten los trabajos de mantenimiento en la red de distribución son los descargos y los regímenes especiales.

Los descargos se ejecutan para trabajos en los que se precisa la ausencia de tensión para poder llevarlos a cabo.

Los regímenes especiales se planifican para aquellos trabajos que pueden realizarse con tensión en la red.

La repercusión que tiene la GD con la seguridad del personal que realiza un trabajo en una línea o en una subestación se debe a que en el pasado, según la estructura tradicional de las redes, la generación se encontraba conectada a redes de muy alta tensión. Debido a esto la desconexión de la alimentación de la cabecera de una línea en MT daba muchas garantías de la no existencia de tensión en toda la línea de MT.

El mismo razonamiento se puede aplicar en distintos niveles de tensión.

En las compañías distribuidoras existen como regla básica de seguridad lo que se denominan las cinco reglas de oro. Estas reglas fueron creadas para maximizar la seguridad en el trabajo a la hora de realizar cualquier tipo de descargo.

- Regla nº1: abrir con corte visible o efectivo (visible o señalizado por un medio seguro) todas las fuentes de tensión mediante interruptores y seccionadores que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.
- Regla nº2: enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte y señalización.
- Regla nº3: reconocimiento de ausencia de tensión.

- Regla nº4: puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión.
- Regla nº5: Colocar las señales de seguridad adecuadas delimitando la zona de trabajo.

Gráficamente:

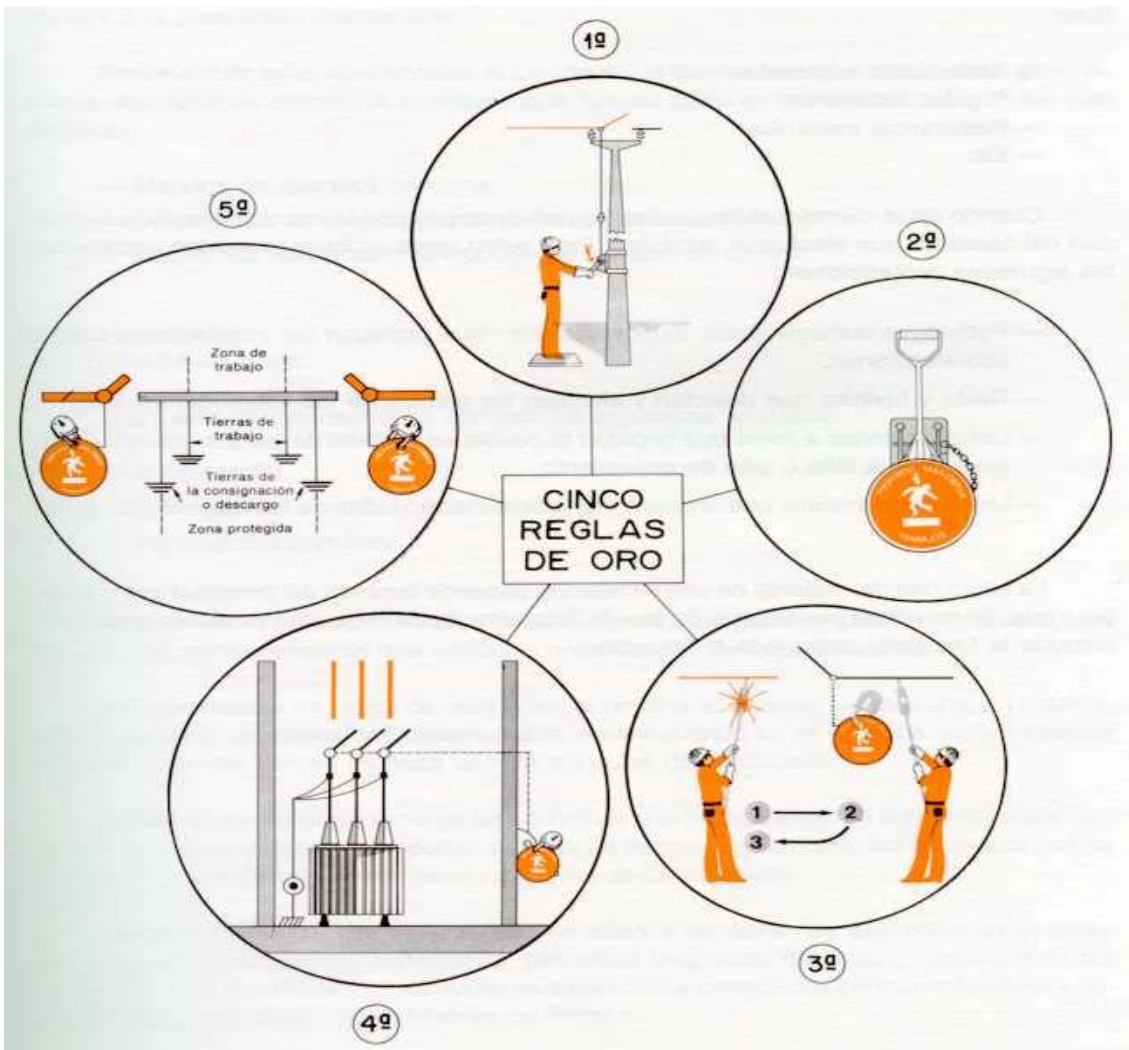


Figura 6.5.1 Cinco reglas de oro

El aspecto crítico se produce entre la regla 2 y 4, pues es muy importante comprobar ausencia de tensión, ya que ahora se puede tener tensión de retorno desde “aguas abajo”.

Hoy en día es relativamente habitual abrir el interruptor de cabecera de una línea de 15kV al comprobar ausencia de tensión y detectar tensión de retorno si algún generador se ha quedado en isla.

Análogamente cuando se abre la salida de baja de un CT es frecuente encontrar tensión de retorno en los cables de BT al tener generación conectada.

Para evitar este tipo de situaciones una posible alternativa sería la disponibilidad de teledisparo en aquellas instalaciones generadoras conectadas a red o bien, como en el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas en BT, que las instalaciones generadoras tengan mecanismos de desconexión de la red cuando detecten ausencia de tensión.



## 7. Influencia de la GD en las potencias de cortocircuito

7. Influencia de la GD en las potencias de cortocircuito

Definimos a la potencia de cortocircuito como el máximo valor de potencia que la red puede proveer a una instalación durante una falta en ella. Se expresa en MVA o en kVA para una tensión de operación determinada:

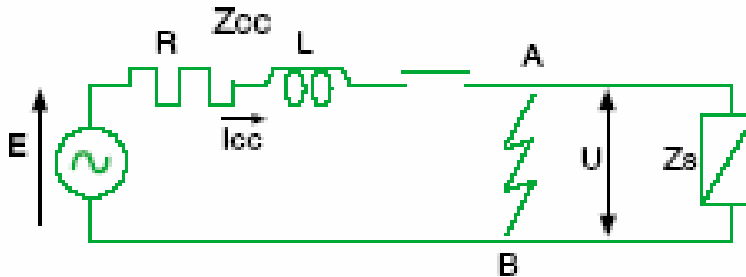


Figura 7.1 Esquema unifilar de un cortocircuito

$$S_{CC} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{CC}$$

Donde:

- S<sub>cc</sub>: potencia de cortocircuito trifásico en el nudo donde se produce la falta
- U: Tensión compuesta nominal del nivel de tensión del sistema donde se produce la falta
- I<sub>cc</sub>: Intensidad de cortocircuito trifásica una vez establecido el régimen permanente de la falta (componente simétrica).

La potencia de cortocircuito es de alguna manera una medida de los esfuerzos (térmicos y electrodinámicos) que introduce el cortocircuito. De los parámetros anteriormente mencionados el único que tiene significado real es la intensidad de cortocircuito al ser este el valor que debe cortar el interruptor cuando se ha producido la falta. En los primeros instantes la tensión de la falta es obvio que no es la nominal sino una mucho inferior que dependerá en valor de la fortaleza de la red. Una vez despejada la falta si que aparecerá la tensión nominal entre los bornes del interruptor.

La potencia de cortocircuito depende directamente de la configuración de la red y las impedancias de sus componentes: líneas, cables, transformadores, motores...y todo componente que sea atravesado por la corriente de cortocircuito.

La potencia de cortocircuito en una red eléctrica de potencia es un índice de la robustez, interconectividad y capacidad de transporte de la red. Mayores potencias de cortocircuito en una red indican mayor número de interconexiones (mallado), mayor capacidad de transporte y mayor robustez.

Si bien la potencia de corto nos da el dimensionamiento de los interruptores también nos informa de la caída de tensión que puede experimentar una red ante

la conexión de una instalación o bien la impedancia equivalente que ve dicha instalación al conectarse en esa red.

Las posibles fuentes de cortocircuito que encontramos en una red eléctrica son:

- Redes de alimentación de la distribución pública.
- Generadores.
- Retorno de potencia proveniente de máquinas rotantes (motores,...) o desde redes a través de transformadores MT/ MT o MT/BT (siempre que exista una fuente del otro lado).

Otra aplicación directa es la localización de buenos puntos de conexión para la generación, como por ejemplo, para el criterio de estabilidad transitoria de los generadores. Cuanto mayores potencias de cortocircuito tengan los nudos donde se conecta la generación, de mayor estabilidad transitoria en generación se dispone. Como norma general, se dice que un generador conectado a un nudo permanecerá en sincronismo ante falta si la potencia de cortocircuito de dicho nudo es tres veces superior a la potencia instalada del generador.

Hay que distinguir dos casos claramente diferenciados a la hora de hablar de potencias de cortocircuito.

#### 7.1. Transporte

Lo referente a la red de transporte se encuentra desarrollado en la resolución 11 de febrero de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico.

Los criterios de cortocircuito se encuentran detallados en los procedimientos de operación del operador del sistema 12.1, 12.2 y 13.3 (Red Eléctrica Española, 2005).

En la península ibérica se han empezado a detectar puntos en los que hay demasiada generación conectada a un nudo, lo cual ha provocado situaciones de posible inestabilidad transitoria.

Este es el caso de Escombreras, donde en determinadas situaciones el operador del sistema se ve obligado a desmallar para reducir el aporte al cortocircuito de la generación instalada.

Esta situación es poco habitual en la península, en la que el operador del sistema se encuentra poco habituado a tener que desmallar la red de debido a que los interruptores no tengan capacidad de corte suficiente o bien, porque se puedan encontrar con situaciones inestables ante fallos n-1.

Sin embargo este tipo de situaciones son muy habituales en países como Reino Unido donde National Grid (operador y transportista del Reino Unido) se ve obligado a desmallar todos los días entre 10-15 subestaciones llegando a situaciones en las que algunas subestaciones se encuentran separadas en 3 barras.

## 7.2. Distribución

Este apartado se abordará con más detalle al encontrarse la generación distribuida inmersa en dicha red.

Así como en transporte las condiciones se encuentran razonablemente detalladas, normalizadas y transparentes lo cierto es que la conexión de instalaciones generadoras a la red de distribución no se encuentra claramente definida. Existe reglamentación que aborda este tema pero sin abarcar todas los tipos instalaciones generadoras y en todos los niveles de tensión donde se pueden conectar.

En líneas generales la reglamentación especifica que las instalaciones que se conectan a la red deben cumplir con una serie de especificaciones indicadas por la compañía distribuidora, como por ejemplo la potencia de cortocircuito.

En el artículo 4 del capítulo II del RD 1663/2000 (Ministerio de Economía, 2000b) se comenta que en el plazo de un mes, tras haber recibido la solicitud de conexión, la compañía distribuidora deberá especificar a la instalación generadora la potencia de cortocircuito esperada en el punto de conexión. Sin embargo esta condición únicamente es para instalaciones fotovoltaicas.

En el artículo 63 del capítulo 2 del RD 1955/2000 (Ministerio de Economía, 2000c) se dice “los gestores de la red de distribución remitirán al operador del sistema y gestor de la red de transporte aquellas solicitudes de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones que puedan constituir un incremento significativo de los flujos de energía en los nudos de conexión de la red de distribución a la red de transporte o que puedan afectar a la seguridad y calidad del servicio. A este respecto la afección se entenderá significativa cuando concorra alguna de las siguientes condiciones:

- Generadores o agrupaciones de éstos con potencia instalada mayor de 50 MW.
- Generadores y consumidores cuya potencia instalada solicitada sea mayor del 5 % y 10 % de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión de la red de distribución a la red de transporte en situación de demanda horaria punta y valle, respectivamente.

En el artículo 15 del reglamento electrotécnico para BT se cita que “las compañías suministradoras facilitarán los valores máximos previsibles de las potencias o corrientes de cortocircuito de sus redes de distribución, con el fin de que el proyectista tenga en cuenta este dato en sus cálculos”.

Por otro lado según la ITC-BT-40 (Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002) en el epígrafe 3 del capítulo 4 se enuncia que la potencia máxima de las centrales interconectadas a una Red de Distribución Pública, estará condicionada por las características de ésta: tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc.

*1. Potencias máximas de las centrales interconectadas en baja tensión.*

Con carácter general la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión de 3x400/230 V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central.

En redes trifásicas a 3x220/127 V, se podrán conectar centrales de potencia total no superior a 60 kVA ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central. En estos casos toda la instalación deberá estar preparada para un funcionamiento futuro a 3x400/230 V. En los generadores eólicos, para evitar fluctuaciones en la red, la potencia de los generadores no será superior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la Red de Distribución Pública.

*2. Condiciones específicas para el arranque y acoplamiento de la instalación generadora a la Red de Distribución Pública.*

1. Generadores asíncronos.

La caída de tensión que puede producirse en la conexión de los generadores no será superior al 3 % de la tensión asignada de la red. En el caso de generadores eólicos la frecuencia de las conexiones será como máximo de 3 por minuto, siendo el límite de la caída de tensión del 2% de la tensión asignada durante 1 segundo. Para limitar la intensidad en el momento de la conexión y las caídas de tensión, a los valores anteriormente indicados, se emplearán dispositivos adecuados.

La conexión de un generador asíncrono a la red no se realizará hasta que, accionados por la turbina o el motor, éste haya adquirido una velocidad entre el 90 y el 100% de la velocidad de sincronismo.

2. Generadores síncronos.

La utilización de generadores síncronos en instalaciones que deben interconectarse a Redes de Distribución Pública, deberá ser acordada con la empresa distribuidora de energía eléctrica, atendiendo a la necesidad de funcionamiento independiente de la red y a las condiciones de explotación de ésta. La central deberá poseer un equipo de sincronización, automático o manual. Podrá prescindirse de este equipo si la conexión pudiera efectuarse como generador asíncrono. En este caso las características del arranque deberán cumplir lo indicado para este tipo de generadores. La conexión de la central a la red de distribución pública deberá efectuarse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y la red no sean superiores a las siguientes:

- Diferencia de tensiones  $\pm 8\%$
- Diferencia de frecuencia  $\pm 0,1$  Hz
- Diferencia de fase  $\pm 10^\circ$

Los puntos donde no exista equipo de sincronismo y sea posible la puesta en paralelo, entre la generación y la Red de Distribución Pública, dispondrán de un enclavamiento que impida la puesta en paralelo.

### 7.3. Conclusiones

Como aspecto más fundamental hay que señalar que la potencia de cortocircuito no es un problema mayor en las redes de distribución a causa de la generación distribuida. Puede darse el caso de la conexión de GD a la red con aumentos significativos de la potencia de cortocircuito, pero es un problema técnico de fácil solución con la instalación de aparellaje de mayor poder de corte.

En la red de reparto no se han dado casos en los que se haya tenido que desmollar la red por elevadas potencias de cortocircuito como consecuencia de nueva generación entrante sino que únicamente se han podido presentar situaciones de cambio de aparellaje.

En la red de transporte se ha comentado que sí se están empezando a dar situaciones con muy elevadas potencias de corto o bien con situaciones de incumplimiento de n-1. Estas situaciones serán cada vez más repetitivas, como ocurre en países Europeos.

No obstante este tipo de situaciones son ocasionadas por la generación de régimen ordinario y no por la GD. Sin embargo se ha querido resaltar este problema como punto crítico en cuanto a las potencias de corto se refiere.

Por lo que respecta a la reglamentación existente, la norma da únicamente valores de potencias de corto para el caso de generación fotovoltaica conectada a la red de BT (potencias instaladas no superiores al 5% de la potencia de corto del punto de la red de conexión).

Análogamente para generación de potencias instaladas superiores a 50MW o potencias de instaladas superiores al 5-10% de la potencia de corto será el operador del sistema el que estudie dicha conexión.

En general se puede afirmar que la distribuidora comunicará a la nueva instalación generadora la potencia de corto de la red a la que se conecta y el instalador deberá diseñar su instalación teniendo en cuenta dicha condición de diseño.

## 8. Influencia de la GD en los servicios complementarios

## 8. Influencia de la GD en los servicios complementarios

Los servicios complementarios son aquellos que se encuentran asociados a la generación, transporte y distribución, necesarios para garantizar la seguridad y la calidad en el suministro (D.Soler, 2004).

Los servicios complementarios más típicos son:

- Control Frecuencia – Potencia
- Control Tensión – reactiva
- Arranque autónomo (Black Start) y operación en isla

Para no hacer el documento muy extenso se van a definir los aspectos más fundamentales de cada uno de ellos para abordar directamente la problemática de la generación distribuida en cada uno de ellos.

### 8.1. Control Frecuencia Potencia

#### 1. Definiciones

Este servicio pretende mantener en un determinado sistema el equilibrio entre la demanda y la generación en todo instante, compensando los desequilibrios que se puedan producir como consecuencia de contingencias o variaciones inesperadas de la demanda. El equilibrio entre generación y demanda es básico para la seguridad del sistema, dado que desvíos de una con respecto a la otra originan una variación de la frecuencia con respecto a su valor nominal. La frecuencia de un sistema eléctrico debe mantenerse muy próxima a su valor nominal atendiendo a consideraciones tanto de calidad del suministro como de seguridad de máquinas y demás componentes del sistema.

Este servicio se suele implementar mediante una serie de controles jerarquizados que actúan en distintas escalas de tiempo. Así cabe distinguir entre:

- Regulación frecuencia-potencia primaria: es el control encargado de reaccionar en primer lugar ante un desequilibrio entre generación y demanda. Su misión es la de limitar el desvío entre la frecuencia del sistema y la nominal. Se trata de un control automático de carácter local. Su tiempo de actuación es del orden de segundos (3, 4s).
- Regulación frecuencia-potencia secundaria: reacciona a continuación de la primaria y se encarga de sustituir la potencia primaria y recuperar la frecuencia del sistema. Su tiempo de actuación es del orden de unos pocos minutos. Esta regulación, por lo general, está centralizada y es automática.



- Regulación terciaria: ésta es la última en actuar. Se encarga de sustituir a la secundaria y es manual. Su tiempo de actuación está es del orden de decenas de minutos.

Gráficamente:

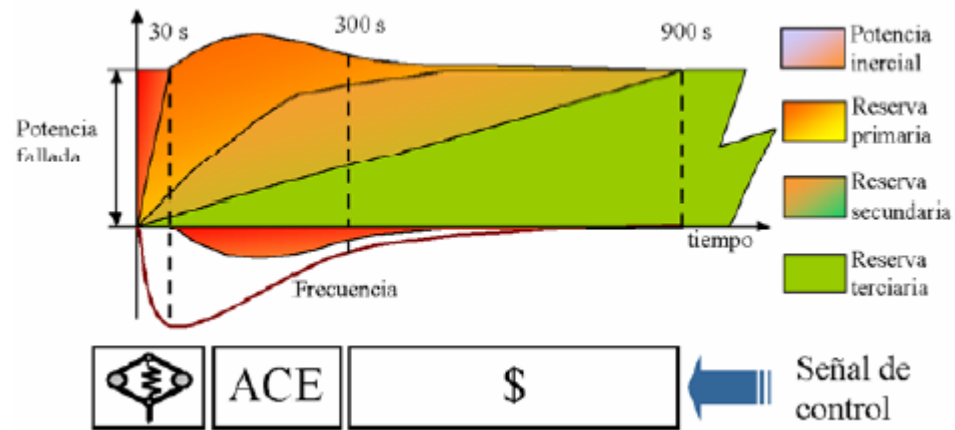


Figura 8.1.1 Respuesta en frecuencia ante fallo de generación

En España la implantación de la regulación secundaria es un tanto particular, ya que se lleva a cabo de un modo distribuido. Existen una serie de áreas de control que reciben del regulador maestro la consigna de potencia a suministrar en un sentido o en el otro. Son las áreas de control las que distribuyen esta consigna entre sus unidades de generación encargándose de cumplir con el requerimiento establecido para el área por el regulador maestro. Para ello las áreas y el regulador maestro cuentan con un sistema de control automático de la generación (AGC). Este sistema de regulación recibe el nombre de Regulación Compartida Peninsular (RCP). La consigna suministrada por el regulador maestro de la regulación secundaria se actualiza cada 4 segundos.

La regulación secundaria se ha establecido como un servicio en régimen de competencia: se ha instaurado un mercado en el que se compra y vende el producto esencial de este servicio, la reserva de potencia puesta a disposición del operador del sistema por las zonas con vistas a hacer frente a los desequilibrios generación-demanda antes mencionados. El operador del sistema determina cual es el nivel de reserva necesario (tanto para aumentar la potencia generada como para disminuirla). Las zonas de regulación realizan ofertas (de reserva y precio) desagregadas por unidad. Estas ofertas de reserva son casadas según criterios económicos, del mismo modo que se hace en otros mercados, hasta conseguir el nivel de reserva requerido.

## 2. Normativa

Los documentos más importantes que definen los límites del control frecuencia - potencia se encuentran definidos en el procedimiento de operación del operador del sistema 1.5 (Red Eléctrica Española, 1998) y en la guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas (UNESA, 1996).

La frecuencia nominal del sistema español es de 50Hz. Se consideran variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49.85 y 50.15Hz.

En el P.O. 1.5 se siguen las recomendaciones de la UCTE para establecer la reserva para la regulación frecuencia - potencia. Para la reserva primaria con desvíos de frecuencia inferiores a 100mHz el desequilibrio de potencia del sistema deberá estar corregido en un tiempo inferior a 15 segundos, mientras que para desvíos de frecuencia de hasta 200mHz el tiempo de respuesta variará linealmente entre 15 y 30 segundos.

La regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir establecer un estatismo en su regulador de manera que puedan variar su carga en un 1.5 por 100 de la potencia nominal. La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser inferior a  $\pm 10$ mHz y la banda muerta voluntaria nula.

Para la reserva secundaria el operador del sistema determinará la cantidad a proveer en función de la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado, según la potencia y los equipos generadores acoplados.

Según la UCTE la reserva de secundaria será del orden de:

$$6 \cdot \sqrt{P_{\max}}$$

donde  $P_{\max}$  es la potencia máxima demanda del intervalo en que se quiera asignar la reserva secundaria.

## 3. Efectos de la generación distribuida en la regulación frecuencia - potencia

Hasta hoy siempre se ha tendido a pensar que la estabilidad de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia dependía en su mayor parte de la generación conectada a la red de transporte.

Este concepto hoy en día se encuentra muy en entredicho pues la producción de la generación distribuida esta llegando a proporciones no despreciables frente a la generación de régimen ordinario.

A continuación se van a analizar dos situaciones que inciden en el control frecuencia-potencia. Por un lado se analizan los desvíos en que se incurre con la generación eólica y por otro se va a analizar un ejemplo concreto para demostrar la posible influencia de la generación distribuida en situaciones de emergencia o posibles eventos en la frecuencia.

Generación eólica:

El problema más importante con el que se enfrenta la regulación de frecuencia del sistema peninsular se debe a la generación eólica por la volatilidad que experimenta su producción.

Si bien no toda la generación eólica la podríamos enmarcar en el concepto de generación distribuida, pues en muchos lugares dicha generación se encuentra conectada directamente a la red de transporte, si es cierto que la mayor parte de la potencia instalada eólica se encuentra conectada a la red de distribución.

La generación eólica afecta al control frecuencia-potencia de dos formas diferentes principalmente.

Por un lado a la regulación secundaria debido a la volatilidad de su producción y por otro lado, al conjunto global primaria-secundaria-terciaria al poder producirse la desconexión masiva ante algún tipo de contingencia general.

Por lo que respecta a la volatilidad de su producción a continuación se muestra la demanda que experimentó el sistema eléctrico español y producción eólica:

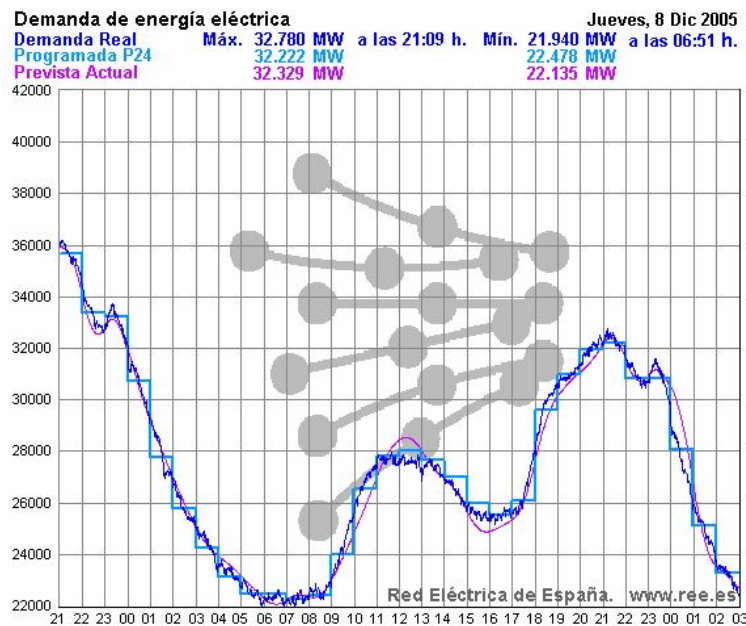


Figura 8.1.2 Perfil de demanda de la península. 8-12-2005

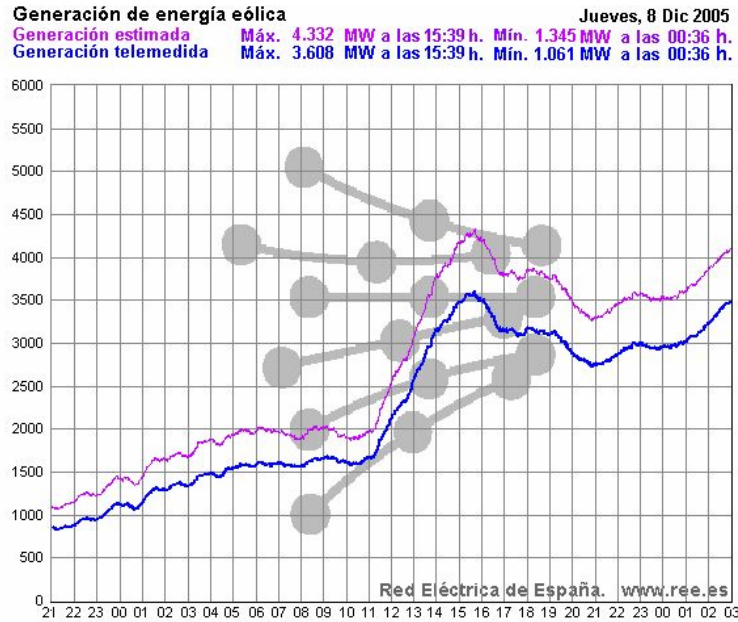


Figura 8.1.3 Perfil de producción eólica en la península. 8-12-2005

Las gráficas se han tomado del día 8 de diciembre del año 2005, observando dos aspectos fundamentalmente. Por un lado se puede ver cómo el perfil de producción eólica no tiene por qué adaptarse al perfil de la demanda y por otro lado la variabilidad de su producción.

Estos dos aspectos afectan al control de frecuencia ya que el operador del sistema debe proveer reserva a subir y a bajar para adaptar la producción a las fluctuaciones de demanda y de la producción eólica.

Otro día significativo fue el 1 de marzo de 2005. Este día se aplicó la interrumpibilidad de 6 horas debido a la ola de frío, la indisponibilidad sobrevenida de centrales térmicas, la escasez de viento, las bajas reservas de gas debido al mal tiempo y las bajas reservas hidráulicas.

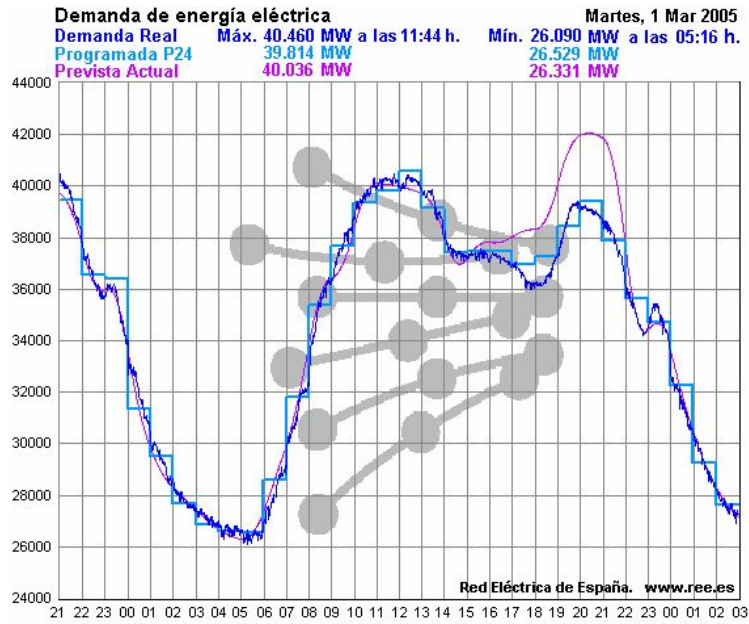


Figura 8.1.4 Perfil de demanda de la península. 1-03-2005

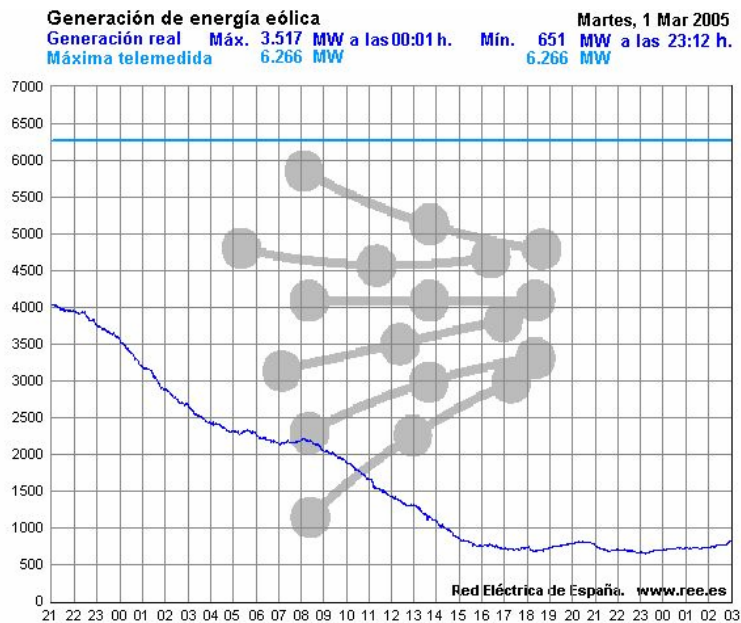


Figura 8.1.5 Perfil de producción eólica en la península. 1-03-2005

Se observa de nuevo como de una producción de 4000MW eólicos se pasa a una producción de 500MW, siendo los momentos de menor producción los instantes de mayor demanda. En este caso no hubo centrales que pudieran asumir dicho hueco por lo que hubo que aplicar interrumpibilidad.

Apagón de Italia de 28 de septiembre de 2003:

Otro caso muy significativo para el sistema eléctrico español fue el apagón que se produjo en Italia el 28 de Septiembre del año 2003.

Como a continuación se demostrará la generación distribuida en otro tipo de situación similar a esta hubiera tenido unas repercusiones nefastas para el sistema.

Para comprender el apagón en primer lugar se va a realizar una breve descripción del sistema eléctrico Italiano.

La demanda punta nacional de Italia ronda los 52GW. Presenta una potencia total instalada de generación de 72GW pero debido a la fuerte dependencia hidráulica del sistema hace que a veces tenga una capacidad disponible de 49GW. Este hecho, unido a que Italia presenta una de las energías más caras de Europa (por su elevada producción térmica), conlleva fuertes importaciones de Europa, llegando a constituir el 15-20% de la demanda del país.

De la generación instalada el 27% es hidráulica y el 73% proviene de producción térmica, de ahí la razón de sus elevados precios.

Por estas razones Italia es un país que tiene gran dependencia eléctrica con Europa.

Desde el punto de vista de la GRTN (operador eléctrico italiano) la secuencia del incidente fue como a continuación se cita:

- 3:01: Dispara la línea Metten Lavorgo de 400kV. Esta línea conecta Italia con Suiza. En Italia se percibe una oscilación de potencia pero todo dentro de la operación normal.

- 3:11: ETRANS (operador del sistema de la zona del sureste de Suiza) pide a Italia una reducción de la potencia importada a Italia. GRTN aumentó una potencia de 200MW lo cual dejó una potencia de transvase de 6400MW dentro de lo programado. Los informes de la ETRANS dicen que esto no tuvo lugar y que los italianos incumplieron los programas de intercambio en 500MW por encima de lo acordado.

Según GRTN los Suizos no les informaron del incidente por lo que la GRTN no tomó medidas de seguridad extras.

- 3:25: Dispara la línea Sils – Soazza de 380kV por razones desconocidas para la GRTN. ETRANS asegura que esta falta en la línea del interior de su país se debió al incumplimiento de los programas de importación de los italianos, siendo por exceso en el caso Suizo y por defecto con los franceses. La ETRANS asegura que estos incumplimientos, unido a la falta inicial, produjeron un exceso de transporte de potencia de norte a sur del país produciéndose sobrecargas importantes en sus circuitos.

Por este motivo se sobrecarga el doble circuito de Altberville – Rondissone que conecta Francia con Italia. Se desconoce el uso que se hizo de los trafos desfasadores que están conectados en estas líneas para evitar las sobrecargas.

A partir de este momento se producen sobrecargas en las líneas de conexión con Italia a medida que éstas comienzan a disparar.

- 3:25 – 3:28: En este intervalo disparan, y por este orden. Airolo – Metten de 220kV, Lienz – Soverzene de 200kV, Altberville – Rondissone de 400kV, Riddes – Avise/Valpelline de 220kV, Divacia – Redipuglia de 400kV, Praz – La Coche de 400kV, Robiei – Bavona de 220kV, Innertkirchen – Robiei de 220kV, Villarodin – Yeraus de 400kV, Soazza – Bulciago de 400kV.

- 3:28: Italia es desconectada de Europa. Presenta un déficit de 6400MW según la GRTN. La frecuencia cayó a 47.5 Hz tras deslastrarse carga y perder algunas centrales. Posteriores pérdidas inhabilitaron el desastre automático del bombeo y de carga.

Italia en Black Out.

Gráficamente podemos observar las interconexiones y el orden en que éstas fueron desconectadas:



Figura 8.1.6 Líneas de interconexión de Italia con Europa

El balance de potencias en el momento de la desconexión se muestra a continuación:

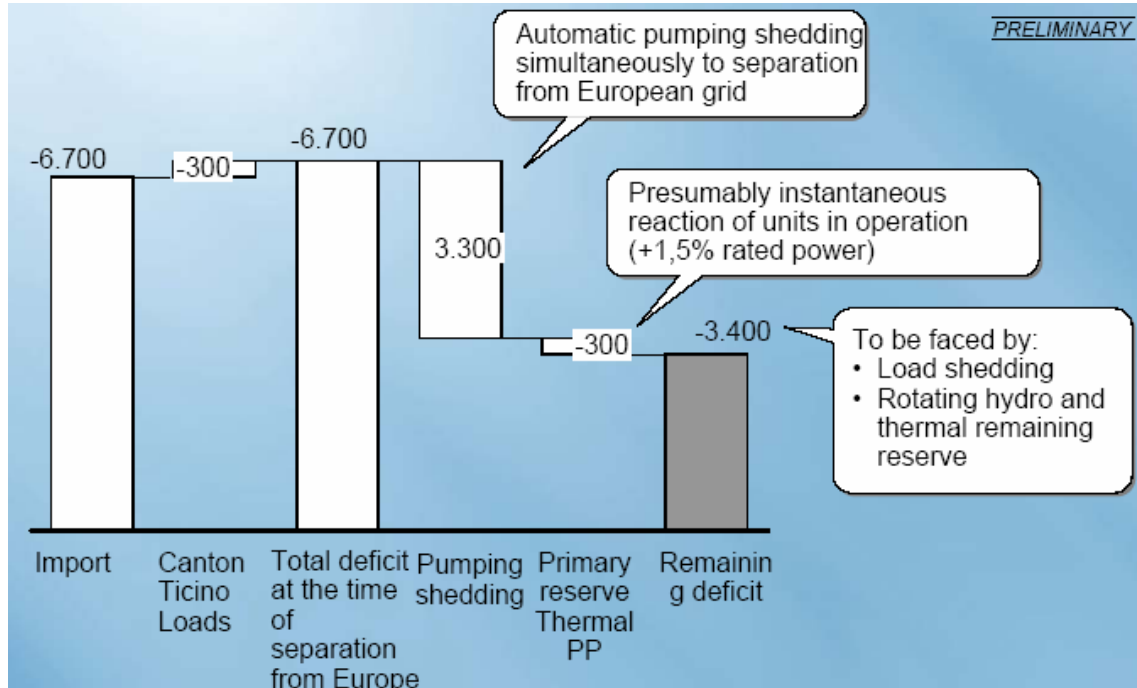


Figura 8.1.7 Balance de potencias en Italia en el momento de la desconexión

En la gráfica siguiente se muestra la evolución de la frecuencia en el tiempo teniendo en cuenta las diferentes incidencias que se fueron produciendo.

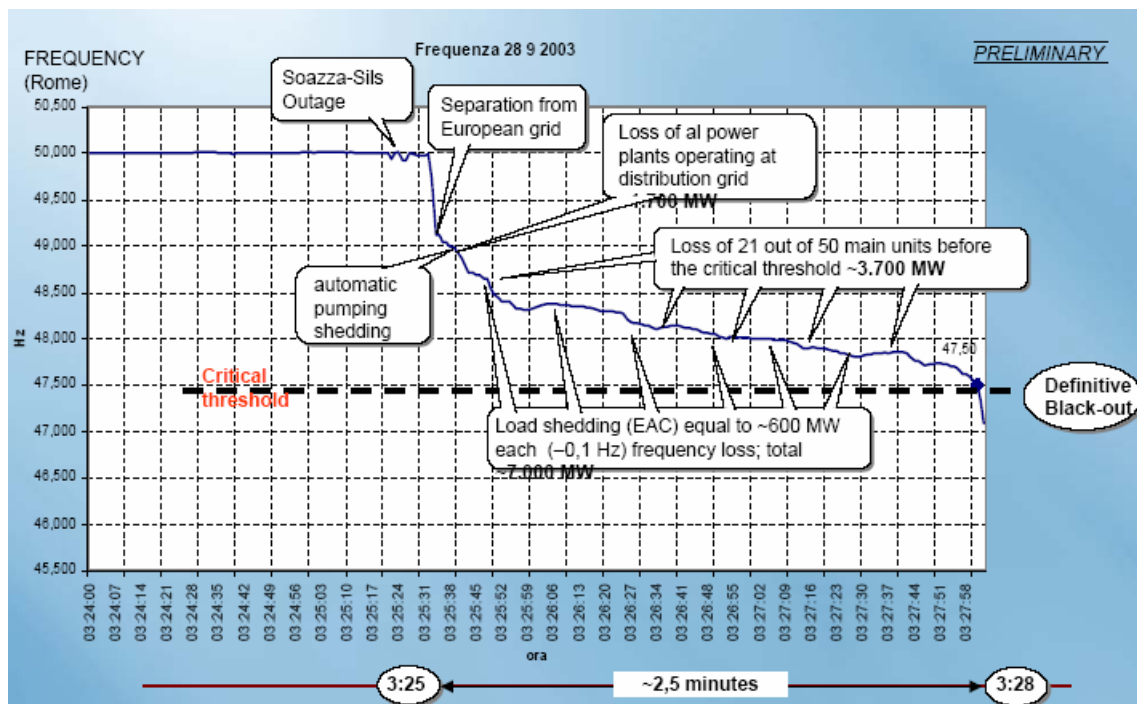


Figura 8.1.8 Evolución de la frecuencia en Italia antes del Blackout



Una vez analizado el entorno del apagón vamos a analizar cuál fue la repercusión de la generación distribuida en el sistema eléctrico español.

Antes hemos comentado cómo ha evolucionado la frecuencia en Italia cuando ésta se separó de la UCTE.

A continuación vamos a ver cuál ha sido la evolución de la frecuencia en la UCTE.

En España, justo en el momento del apagón de Italia la cobertura de la demanda era como a continuación se muestra:

<b>Demanda 03-04 h (MW)</b>		
Potencia programada	17.801	
Potencia real consumida	18.111	
<b>Cobertura de la demanda</b>	<b>Programa (MW)</b>	<b>Reserva (MW)</b>
Generación térmica	11.190	1.852
Generación nuclear	5.126	
Generación hid. sin bombeo (Reserva de 2h)	580	6.132
Generación hid. de bombeo	-2.278	
Generación régimen especial	2.693	
Importaciones	489	
Balance	0	
<b>Total reservas (MW)</b>		<b>7.984</b>

Tabla 8.1.1 Cobertura de la demanda en el momento del apagón de Italia

El desglose de los intercambios internacionales:

<b>Importaciones (MW)</b>	
Francia a España:	1.200
Portugal a España:	-650
Marruecos a España:	-61
España a Andorra:	0
<b>Total importaciones</b>	<b>489</b>

Tabla 8.1.2 Intercambios internacionales de España en el momento del apagón de Italia

Cuando se produjo la desconexión de Italia del resto del sistema, la frecuencia subió aproximadamente 227 milihertzios, tal y como se muestra en la siguiente figura:



Figura 8.1.9 Evolución de la recuencia en la UCTE tras la desconexión de Italia

El desvío que experimentó el intercambio programado entre España y Francia de 1200 MW se muestra en la siguiente gráfica:

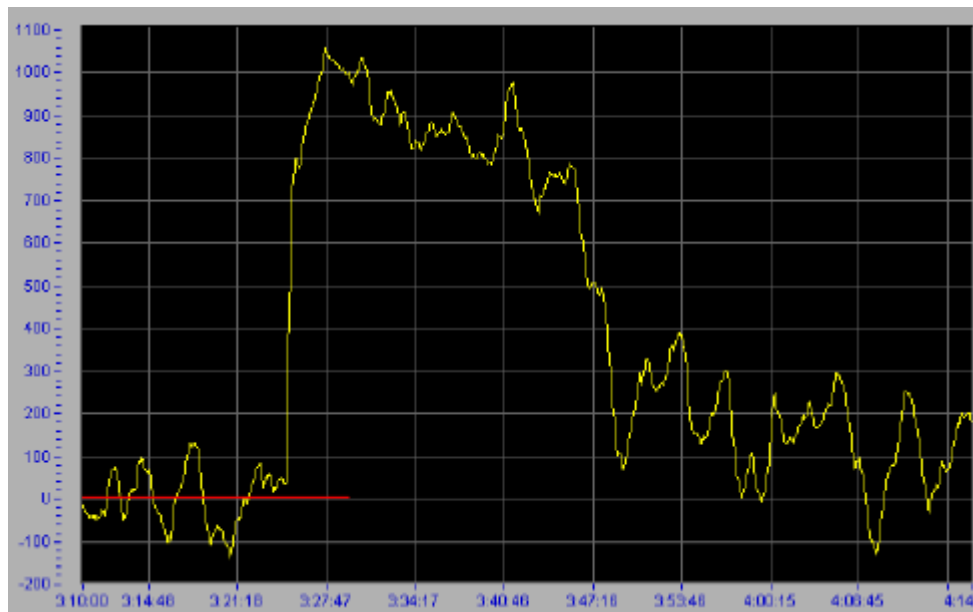


Figura 8.1.10 Evolución del desvío en el intercambio con Francia tras la desconexión de Italia

Como se puede observar se produjo un desvío de aproximadamente 1000MW sobre el intercambio programado. Haciendo un desglose de la aportación de la regulación primaria se tiene:

<b><u>Desvío Francia:</u></b>	<b><u>1.000 MW</u></b>
<b>Desv. Portugal</b>	<b>100 MW</b>
<b>Desv. Marruecos</b>	<b>200 MW</b>
<b>Disparo Castellón G<sup>o</sup> 3</b>	<b>210 MW</b>
<b>Coef. Autoregulador de la carga 2%/Hz</b>	<b>90 MW</b>
<b>Δ Pérdidas en el sistema</b>	<b>20 MW</b>
<b><u>Resto</u></b>	<b><u>380 MW</u></b>

Figura 8.1.11 balance de potencias en España tras la desconexión de Italia

En el momento de la desconexión se produjo la pérdida del grupo 3 de Castellón. Si suponemos un 2% de variación de la demanda ante cambios de frecuencia y que el aporte de reserva primaria produjo un incremento en las pérdidas nos queda un desbalance de unos 380MW.

Análisis posteriores han podido destacar que los 380MW podrían haberse debido a la generación distribuida.

Esto significa que existe una gran cantidad de energía no monitorizada en tiempo real sobre la que el operador del sistema no tiene control operativo real y que afectó al aporte de reserva primaria.

En este caso, puesto que el aumento de frecuencia se debió a un excedente de energía, no significó ningún problema el disparo del grupo 3 de Castellón ni la desconexión de 380MW de generación distribuida.

De nuevo conviene resaltar como ya se realizó en el apartado 5.2.1 que las protecciones de cada generador variarán en función del tipo de instalación y tecnología por lo que habrá generación que se desconectará con 0.2 hercios y otras que no.

Sin embargo, una pregunta que nos haría reflexionar sería: ¿Qué hubiera pasado si Italia hubiese sido un país exportador y la UCTE hubiera experimentado un déficit de 6.500MW?

En este caso la desconexión de generación distribuida hubiera tenido una repercusión fatal y muy posiblemente se hubiera estado hablando de apagones generalizados en la península.

Debido al análisis realizado se ha querido destacar este hecho para demostrar que la generación distribuida tiene ya un papel relevante en la regulación frecuencia - potencia y que habrá desarrollar mecanismos que integren dicha generación en el control frecuencia - potencia.

## 8.2. Control Tensión - Reactiva

### 1. Definiciones

Un servicio complementario muy importante pero muy poco potenciado en España, tanto a nivel regulatorio como a nivel técnico es el control de tensión.

En España, los elementos que se utilizan para el control de tensiones son:

- Los generadores: en régimen de sobreexcitación o subexcitación
- Los condensadores
- Las reactancias o bobinas
- Los transformadores con tomas de regulación
- Las líneas (algunas veces en transporte por exceso de reactiva)

En otros países de la UCTE se usan otro tipo de elementos pero no es objeto de esta tesis.

Sin embargo no todos estos elementos son los que intervienen en el binomio tensión-reactiva. Los niveles de tensión en un sistema dependen de muchos factores como el mallado y la estructura de la red, la ubicación de la generación respecto de los centros de consumo, el grado de compensación que tenga la red, el nivel de demanda del sistema, etc...

Si el nivel de tensión depende en general de “las reservas de reactiva” de las que dispone un sistema podríamos realizar el siguiente símil:

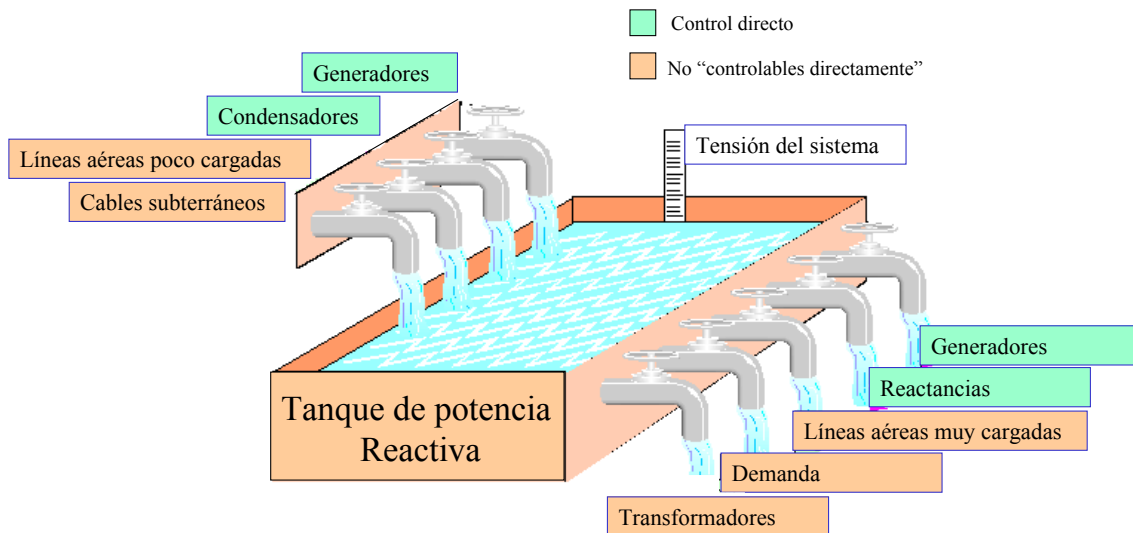


Figura 8.2.1 Esquema del control tensión-reactiva

## 2. Normativa

Este servicio complementario únicamente aplica a lo que en el apartado 6.3.1 se han denominado fluctuaciones lentas de la tensión (las cuales son aquellas que duran más de 10 segundos). Aquellas fluctuaciones comprendidas en tiempos inferiores a 10 segundos se enmarcan dentro de lo que se denomina huecos de tensión, distorsión armónica, sobretensiones transitorias etc.

Según la normativa vigente existen dos documentos que afectan fundamentalmente a este servicio complementario. Por un lado el procedimiento de operación 7.4 del operador del sistema aprobado por el ministerio de industria y energía a través de la resolución del 10 de marzo del año 2000 (Red Eléctrica Española, 2000).

Por otro lado el RD436/2004 donde se muestran los incentivos económicos para la generación de régimen especial en su producción de reactiva.

A continuación se describen los aspectos más importantes de P.O. 7.4:

- Los proveedores de este servicio son:
  - Todos los grupos generadores, que se regulen por el régimen ordinario, de potencia neta registrada igual o superior a 30 MW y con conexión directa o a través de una línea específica de evacuación, a nudos de la red de transporte.
  - Los generadores pertenecientes al régimen especial serán proveedores del servicio en el momento en que la regulación establecida para este tipo de producción lo permita. A este efecto, y como ya se comentó en el apartado 3.2, las instalaciones recibirán un incentivo para cumplir los siguientes factores de potencia:

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

Tabla 8.2.1 Incentivo a la compensación de reactiva según RD 436/2004

- Los gestores de las redes de distribución.

El papel que juega la generación distribuida es clave en este aspecto pues la distribuidora juega un papel muy delicado.

- Prestación del servicio:

Debido al carácter eminentemente local del control de tensión y a la imposibilidad, en la situación actual, de implantar un mercado competitivo aplicable a todas las zonas, para garantizar la seguridad del sistema se establece un servicio complementario que requiere una prestación mínima de carácter obligatorio. Adicionalmente, existirá una prestación opcional de los recursos que excedan la parte obligatoria. Esta disposición adicional en lo que al gestor de la red de distribución se refiere no se aplica en la actualidad.

Las prestaciones mínimas de carácter obligatorio son:

**Generadores:** los generadores deberán disponer de un margen mínimo obligatorio de potencia reactiva tanto en generación como en absorción para la prestación del servicio, y deberán modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites, de forma que colaboren en el mantenimiento de la tensión en barras de central dentro de los márgenes de variación definidos por el valor de consigna de tensión y la banda de variación admisible en torno a la misma establecidas por el Operador del sistema. Para los generadores se establece como margen de potencia reactiva mínimo obligatorio requerido en barras de central a tensión nominal de la red de transporte, el definido por la potencia activa neta instalada determinada a partir de la información recogida en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica y los siguientes valores de factor de potencia:

a) Factor de potencia capacitivo igual a 0,989 (generación de potencia reactiva equivalente al 15 por 100 de la potencia activa neta máxima).

b) Factor de potencia inductivo igual a 0,989 (absorción de potencia reactiva equivalente al 15 por 100 de la potencia activa neta máxima).

Este margen de generación/absorción de reactiva deberá ser capaz de proporcionarlo el grupo para todo el rango de variación de la potencia activa comprendido entre el mínimo técnico y su potencia activa neta máxima.

Estos requisitos variarán en función del valor de la tensión en el correspondiente nudo de la red de transporte según la función lineal indicada en el siguiente gráfico:

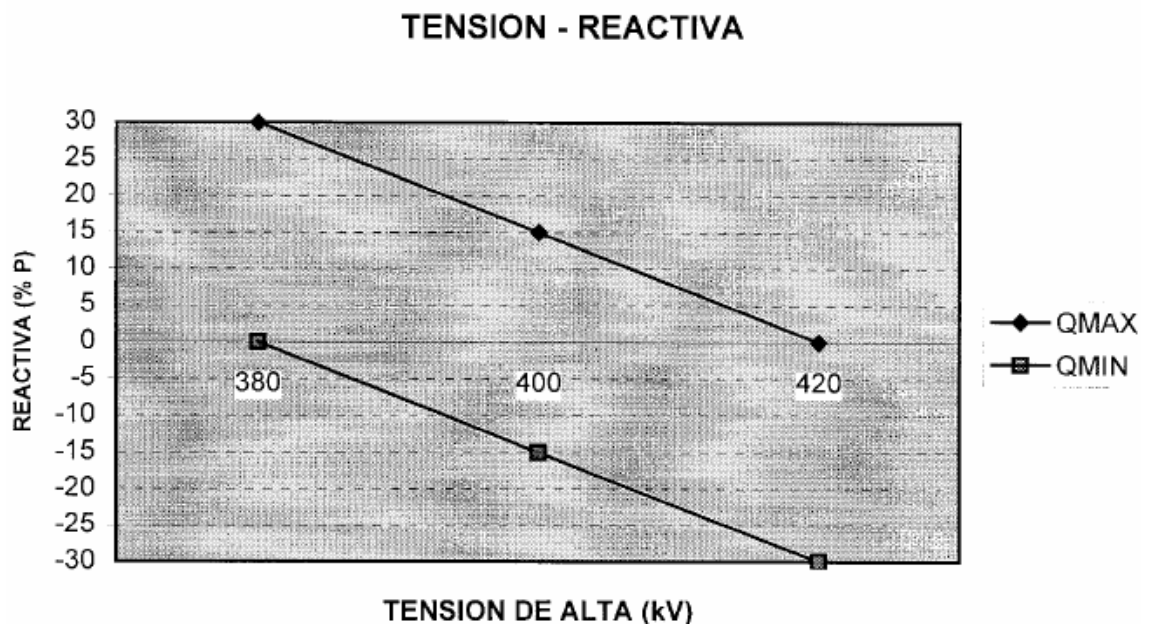


Figura 8.2.2 Requisitos de perfil de tensión en la red de 400kV en función de la reactiva según el P.O 7.4

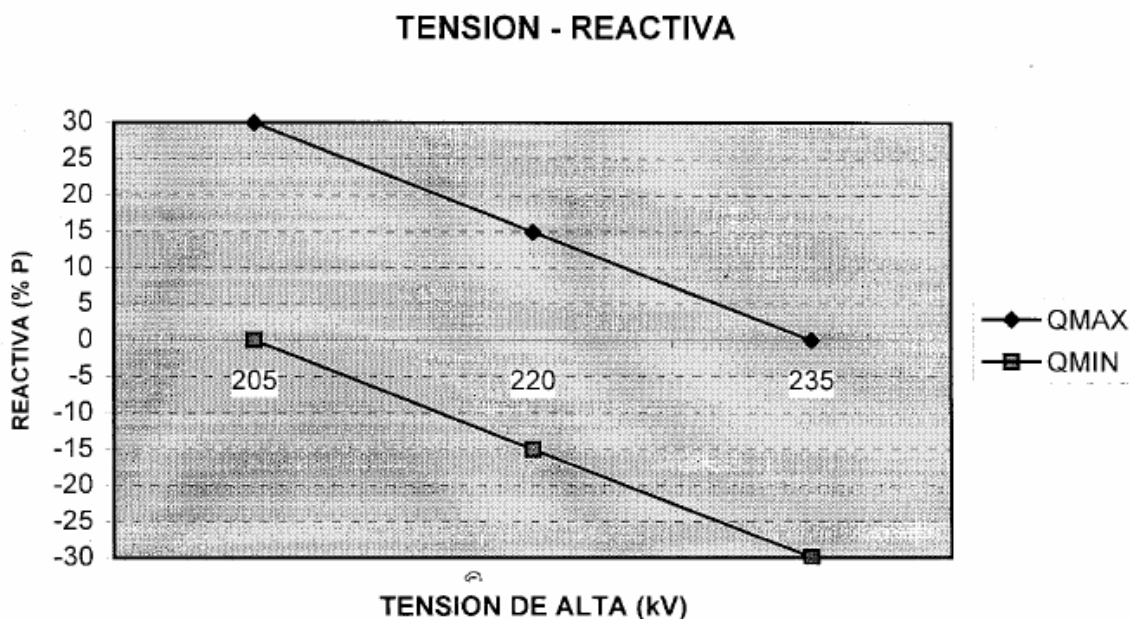


Figura 8.2.3 Requisitos de perfil de tensión en la red de 220kV en función de la reactiva según el P.O 7.4

**Distribuidores y consumidores proveedores del servicio:** Se establecen los siguientes requisitos obligatorios aplicables a los consumidores proveedores del servicio, en cada uno de los tres períodos horarios (punta, valle y llano):

	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Laborable primavera	L	V	V	V	V	V	V	L	L	L	P	P	P	P	L	L	L	L	L	P	P	L	L	
verano	L	V	V	V	V	V	V	L	L	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	L	L
otoño	L	V	V	V	V	V	V	L	L	L	P	P	P	P	L	L	L	L	P	P	P	P	L	L
invierno	L	V	V	V	V	V	V	L	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P
Sábado primavera	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	L	L	L	L	V	V	V	V	V	V	V	L	L	V
verano	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	L	P	P	P	L	V	V	V	V	V	V	L	L	L
otoño	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	L	L	L	L	V	V	V	V	V	V	L	L	L	V
invierno	L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	V	V	V	L	L	P	P	L	L
Festivo primavera	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	L	L	L
verano	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	L	L	L
otoño	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	L	L	V
invierno	L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	L	L	L	V	V	V	L	L	P	P	L	L

P = Punta    L = Llano    V = Valle

Figura 8.2.4 Clasificación de los períodos horarios: punta, valle y llano según el P.O 7.4

a) Período horario de punta:

El consumo de potencia reactiva no podrá exceder el 33 por 100 del consumo de potencia activa (Factor de potencia  $\geq 0,95$  inductivo).



## HORAS PUNTA

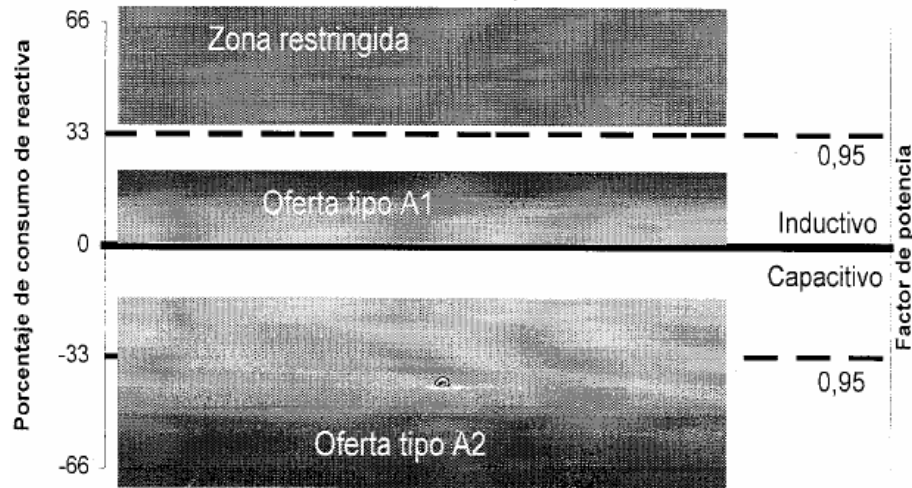


Figura 8.2.5 Requisitos de factor de potencia en los puntos frontera transporte - distribución para las horas punta según el P.O 7.4

b) Período horario de valle:

No podrá existir entrega de potencia reactiva a la red de transporte ( $\text{Cos}^\circ \geq 1$  inductivo).

## HORAS VALLE

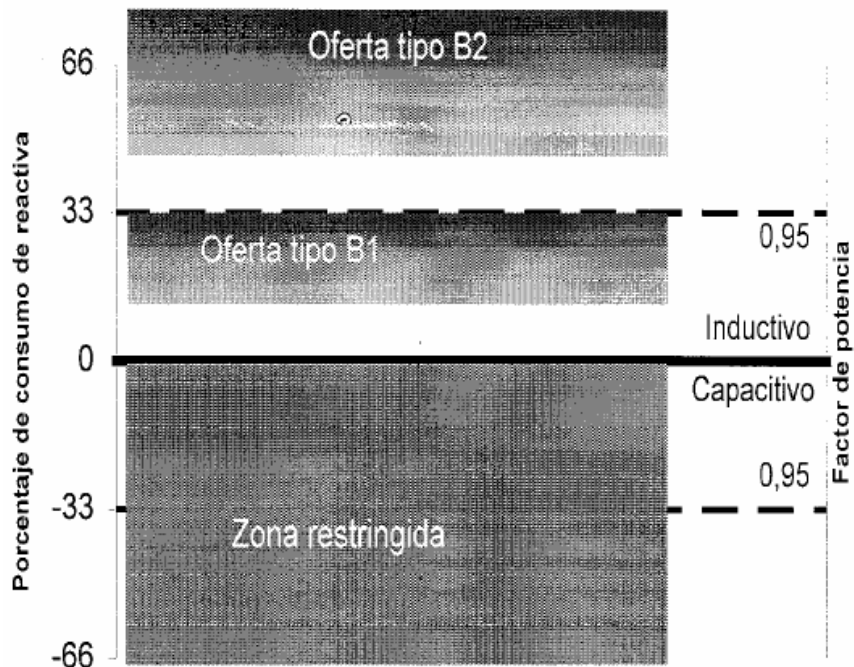


Figura 8.2.6 Requisitos de factor de potencia en los puntos frontera transporte - distribución para las horas valle según el P.O 7.4

c) Período horario de llano:

El consumo de potencia reactiva no podrá exceder el 33 por 100 del consumo de potencia activa y no podrá existir entrega de potencia reactiva a la red de transporte ( $0,95$  inductivo  $<$  Factor de potencia  $<$  1 inductivo)

## HORAS LLANO

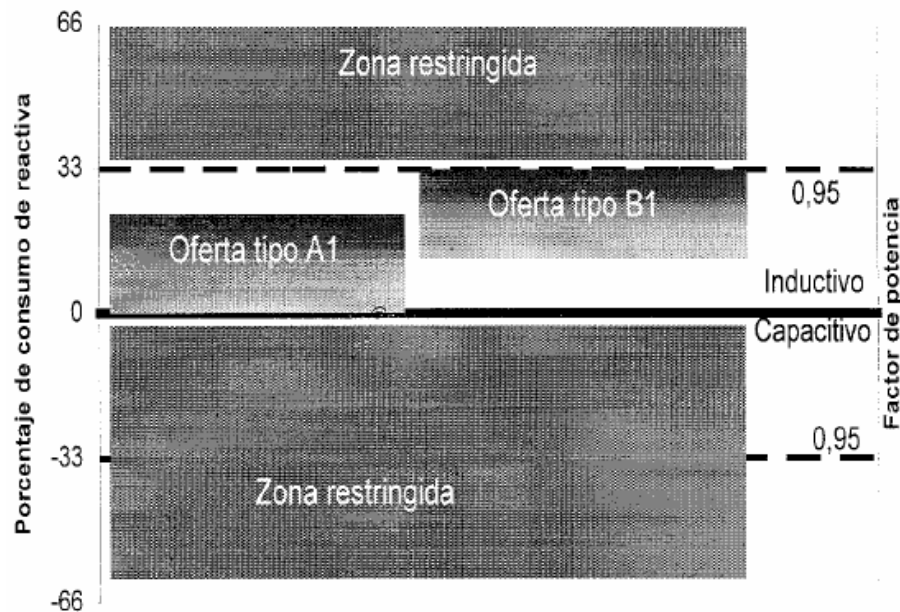


Figura 8.2.7 Requisitos de factor de potencia en los puntos frontera transporte - distribución para las horas llano según el P.O 7.4

Si resumimos todo lo que anteriormente se ha comentado, las distribuidoras se encuentran en un cuello de botella ya que deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Según el P.O 7.4 se deben cumplir unos factores de potencia en función del momento del día: punta, llano y valle.
- Según el RD 1955/2000 y más en concreto con la normativa UNE-EN 50160 en la red de reparto y MT (132, 66, 45, 33, 20 y 15kV) las tensiones deben estar dentro de los márgenes de un  $\pm 7\%$  de la tensión nominal y en BT las tensiones deben estar dentro de un margen del  $\pm 10\%$  (en caso de violar el margen está permitido si no sobrepasa el 5% del tiempo en cada semana)

### 3. Efectos de la generación distribuida en el servicio complementario del control de tensión - reactiva

Y la pregunta clave que ahora nos debemos hacer es ¿qué papel juega la generación distribuida y qué impacto tiene en la red de distribución?

En primer lugar hay que hacer una distinción muy importante entre los requisitos de la normativa y las prioridades a la hora de operar un sistema eléctrico.

Básicamente la forma de operar queda muy bien reflejada en el P.O 7.4 donde el operador del sistema procura mantener los niveles de tensión del sistema dentro de unos niveles razonables. Como segunda derivada optimiza la reactiva exigiendo unos factores de potencia determinados en sus puntos frontera.

Lógicamente la distribuidora al ser un operador del sistema, aunque de la red de distribución, tiene como máximo exponente el control de las tensiones en la red. En segundo lugar, si los niveles de tensión son óptimos se optimizará la reactiva para mantener los factores de potencia deseados en el P.O 7.4.

Sin embargo, hay dos reflexiones muy importantes que nos debemos hacer.

- Por un lado puede ser incompatible el cumplimiento del P.O 7.4 y la norma UNE-EN 50160. Por ejemplo podría darse el caso de estar cumpliendo con los requisitos de todos los parámetros de la onda de la tensión y sin embargo no estar cumpliendo los factores de potencia exigidos. Según esto la distribuidora podría verse obligada a instalar baterías de condensadores en su red que, podrían hacer incompatible el cumplimiento del  $\pm 7\%$  de la tensión eficaz o incluso implicar frecuencias de resonancia al tener el condensador conectado. Como lo primordial para el correcto funcionamiento de un sistema son los niveles de tensión la distribuidora se vería obligada a incumplir el factor de potencia deseado.
- Por otro lado, la distribuidora no tiene capacidad de control total sobre la tensión y todas las características de su onda debido a la variabilidad de la tensión de transporte en los puntos frontera, los clientes conectados en su red (que son elementos potencialmente perturbadores) y la generación distribuida conectada a la red.

Si el factor de potencia en el punto frontera de la red de transporte con la red de distribución se define como:

$$\text{Cos}(\alpha) = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Donde:

P: Potencia activa consumida en el punto frontera de transporte-distribución.

Q: Potencia reactiva consumida en el punto frontera de transporte-distribución.

S: Potencia aparente consumida en el punto frontera de transporte-distribución.

Sin embargo hay que resaltar que tanto la potencia activa como la reactiva son potencias netas en el punto frontera. De esta manera podríamos desglosar la fórmula y decir:

$$\text{Cos}(\alpha) = \frac{P_{\text{demanda}} - P_{\text{generada}}}{\sqrt{(P_{\text{demanda}} - P_{\text{generada}})^2 + (Q_{\text{demanda}} - Q_{\text{generada}})^2}}$$

De la fórmula se desprende claramente que el factor de potencia de la distribuidora dependerá de la producción de la GD de potencia activa (dependerá de su proceso productivo y del incentivo económico que tenga) y la potencia reactiva (el incentivo económico del RD 436/2004).

En **conclusión**, el impacto de la generación distribuida en el servicio complementario del control tensión – reactiva es muy importante pues los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas se ven alterados al tener instalaciones con inyección a la red. Esto modifica los perfiles de tensión en la red con las connotaciones distintas que se han analizado para los distintos niveles de tensión.

Esto puede hacer incompatibles los requisitos técnicos normativos exigidos a la distribuidora o puede hacer que la distribuidora tenga que incurrir en inversiones y un gasto adicional.

Así mismo, independientemente de la presencia de la generación distribuida se ha demostrado que la reglamentación que ha de cumplir la distribuidora respecto al control de tensiones y potencia reactiva puede plantear problemas contradictorios e irresolubles al tener que incumplir una norma para poder respetar otra.

### 8.3. Arranque autónomo y operación en isla

Unos de los aspectos fundamentales de los servicios complementarios es el arranque autónomo. La operación en isla es un servicio complementario que hoy no está reconocido y que a día de hoy hay muy pocos generadores distribuidos que puedan ofrecerlo.

### 1. Arranque autónomo

El arranque autónomo es la capacidad que puede tener un generador para arrancar y conectarse a la red sin necesidad de haber recibido tensión de referencia en la red ni haber requerido fuentes exteriores de energía.

En caso de cero zonal o nacional el operador del sistema es el encargado de coordinar la reposición del suministro en cada zona.

Para ello las compañías distribuidoras de cada zona juegan un papel determinante pues tienen que coordinar con el operador del sistema los bloques de demanda a acoplar para que no se pierda la estabilidad de los pocos grupos conectados durante las primeras horas de la reposición.

El operador del sistema divide la red en 7 zonas, que se muestran a continuación:

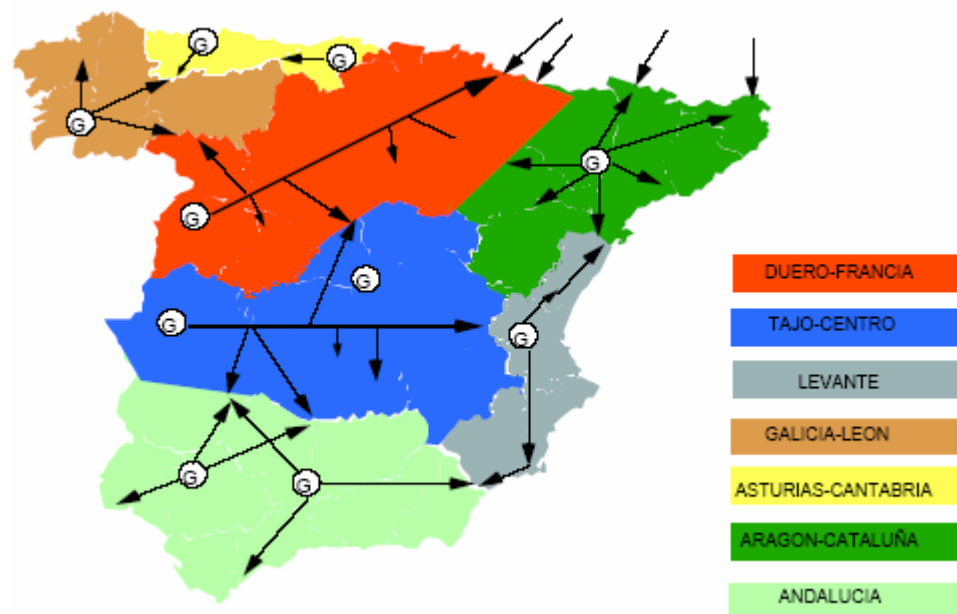


Figura 8.3.1 Clasificación de zonas para reposición ante cero zonal o nacional

En líneas generales la filosofía de la reposición de cada zona consiste en el arranque de los grupos con capacidad de arranque autónomo (típicamente hidráulicos) y prolongar tensión de referencia para alimentar los servicios auxiliares de otras centrales para que puedan arrancar (típicamente térmicas). Poco a poco se va acoplando demanda para que los grupos nuevos que han arrancado cojan carga dejando a los hidráulicos para que vayan regulando en frecuencia y mantengan la estabilidad de la isla.

Se continúa con el mallado de todas las islas hasta que en último lugar se acoplen para tener de nuevo todo el sistema en sincronismo.

Gráficamente se resume:



Figura 8.3.2 Esquema de reposición ante cero nacional

Las centrales con arranque autónomo para cada zona son:

- Zona 1 (Duero - Francia): grupo 2 de Aldeadávila 400kV y Ricobayo 220kV, Barazar, Compuerto, Villalcampo.
- Zona 2 (Tajo – Centro): Entrepeñas, Buendía, Bolarque 1, Zorita, Almoquera, Villalba, San Juan, Las Picadas, Azután, Valdecañas, Torrejón, Gabriel y Galán, Valdeobispo, J.M Oriol y Cedillo.
- Zona 3 (Levante): Contreras, Cofrentes, Cortes II y Millares II.
- Zona 4 (Aragón y Cataluña): Terradets, Cabdella, Talam, Serós, Flix, Ribarroja, Mequinenza, Camarasa, Pliana, La Baells, Canelles, Sau, Susqueda, Esterri, Unarre, Aiguamoix, Joeu, Barrados, Bossost, Pont de rei, Baserca, Ip, La Sarra, Seira y Sesue.
- Zona 5 (Andalucía): Tajo de la Encantada, Guillena, N.Chorro, Iznajar y Tranco.
- Zona 6 (Galicia – León): las CC.HH. de Belesar, Peares, Portodemouros, Tambre II, P. Bibey, Conso, S. Esteban, Montefurado, S. Clodio, Soutelo y S. Agustín.
- Zona 7 (Asturias – Cantabria): Arbón, Doiras, Silbón, Salime, Tanes, Aguayo, La Barca, Priañes, Miranda y Proaza.

En la actualidad es muy complicado que la generación distribuida pueda participar del plan de reposición ante cero nacional.

Por un lado tenemos la energía eólica cuya variabilidad en su producción de energía podría ocasionar muchos problemas en cada isla debido a la criticidad de la regulación frecuencia – potencia.

Por otro lado la coordinación del operador del sistema con los despachos de generación y distribución es clave durante las primeras horas de la reposición. Debido a esta razón y puesto que hoy los sistemas de comunicación entre la generación de régimen especial y distribuidora no están perfectamente integrados, no es razonable hacerles intervenir y su conexión en el sistema deberá esperar a que estos reciban señal de tensión.

Por último cabe destacar que prácticamente la totalidad de las instalaciones generadoras conectadas a la distribución y acogidas al régimen especial no tienen la capacidad de arranque autónomo.

## **2. Operación en isla:**

Este es uno de los aspectos más importantes y que de alguna manera puede condicionar y configurar el futuro de la distribución.

A día de hoy esta posibilidad no está contemplado regulatoriamente y la compañía distribuidora tampoco puede fomentar estos fenómenos. Esto se debe a que la distribuidora es la responsable final del suministro y de la calidad del mismo, por lo que si un generador queda funcionando en isla es prácticamente imposible para el distribuidor garantizar unos niveles de calidad al estar éstos fuera de su control.

Por otro lado, técnicamente la red y los pequeños generadores no están preparados pues están pendientes por desarrollar los siguientes aspectos:

- Incrementar los mecanismos de control y monitorización de las unidades de generación conectadas a la red así como otros elementos conectados a la red.
- Instalación de mayor número de elementos de control de tensión y reactiva
- Teniendo en cuenta la capacidad de control de cada generador y distribuidor, habrá que adaptar cada red y dotarla nuevas herramientas para optimizar la operación y los sistemas de reposición.
- Habrá que adaptar la red para que sea más flexible y la generación distribuida pueda participar para resolver restricciones técnicas.
- Habrá que dotar a la regulación de nuevas normativas que desarrollen e incentiven este nuevo concepto de red con una correcta asignación de costes y perfecta transparencia en el cálculo de los mismos.

Por último en la mayoría de las redes de reparto, MT y BT no existe tanta generación instalada como demanda conectada a estas redes. Esto ya de por sí es un problema técnico que hace imposible la operación en isla a menos

que la isla se cree con una demanda menor a la que existe conectada en la red.

- ¿El futuro?

Por esta razón los conceptos hasta ahora manejados en la regulación frecuencia – potencia de los grandes sistemas de transporte, típicamente basados en las inercias de las masas giratorias, cambios de consigna en su producción y mantenimiento de intercambios internacionales, abren paso a nuevos conceptos de regulación frecuencia – potencia donde los generadores que prestan este servicio no son las máquinas síncronas sino células de fuel, paneles fotovoltaicos, microturbinas, volantes de inercia, micro cogeneración, etc.

Se refuerza el concepto emergente del Operador del Sistema de Distribución (Distribution System Operator – DSO) que puede ser también el propietario o no de las redes de distribución, análogamente a lo que sucede en la red de transporte.

Para ello es necesario sistemas de comunicación y de control más potentes y una mayor coordinación pues el número de instalaciones es mucho mayor que en la red de transporte.

Podrían surgir micro centros de control incluso a nivel de CT conectados con el operador de distribución.

Gráficamente se podrían tener redes del siguiente tipo:

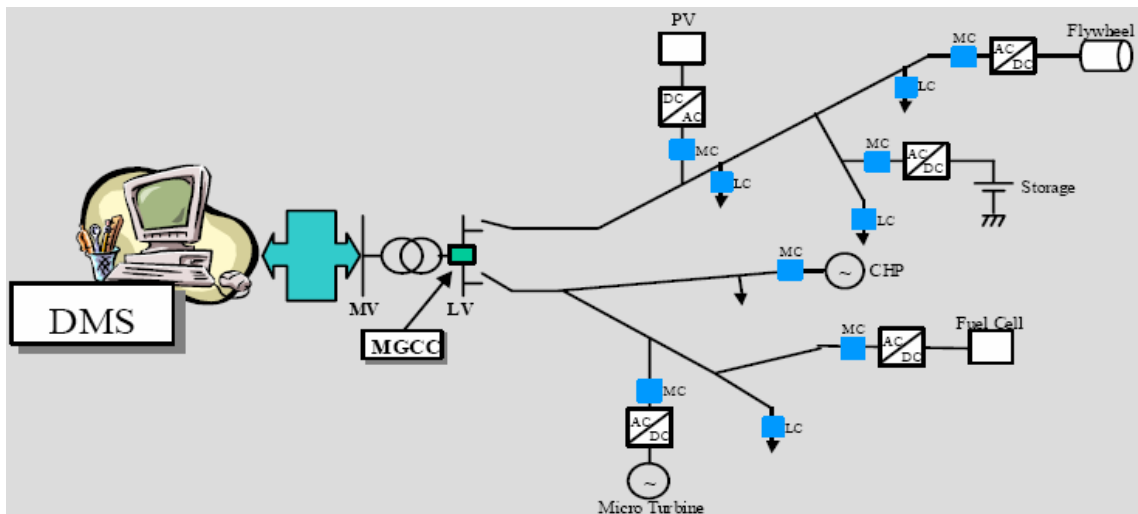


Figura 8.3.3 posible esquema futuro de redes de distribución activas

Donde:

DMS (Distribution Management System): centro de control de distribución.  
 MGCC (Micro Grid Central Controller): micro centro de control que recibe las comunicaciones de los controladores de las cargas y otros elementos.



LC (Load Controller): sistema de control para las cargas.

MC (Microsource Controller): sistema de control para otro tipo de elementos como sistemas de electrónica de potencia, generadores, elementos de compensación de reactiva, etc.

Como ya se comentó en el apartado 2.2.10 los Flywheels (“volantes de inercia”) se pueden convertir en la tecnología revelación para la respuesta primaria de frecuencia (reserva primaria del sistema) ya que hasta ahora uno de los grandes problemas con la que se encontraban los análisis realizados de respuesta en frecuencia radicaba en la dificultad que había para encontrar una tecnología que fuera capaz de dar una buena respuesta primaria.

Si bien, como se ha comentado anteriormente, a día de hoy es difícilmente planteable la operación en isla a continuación se muestran algunos ejemplos en la red de reparto donde sí se produjo la operación en isla.

Para ello de nuevo se muestra la red analizada en el apartado 6.4.1 de una zona de la red de reparto de Segovia:

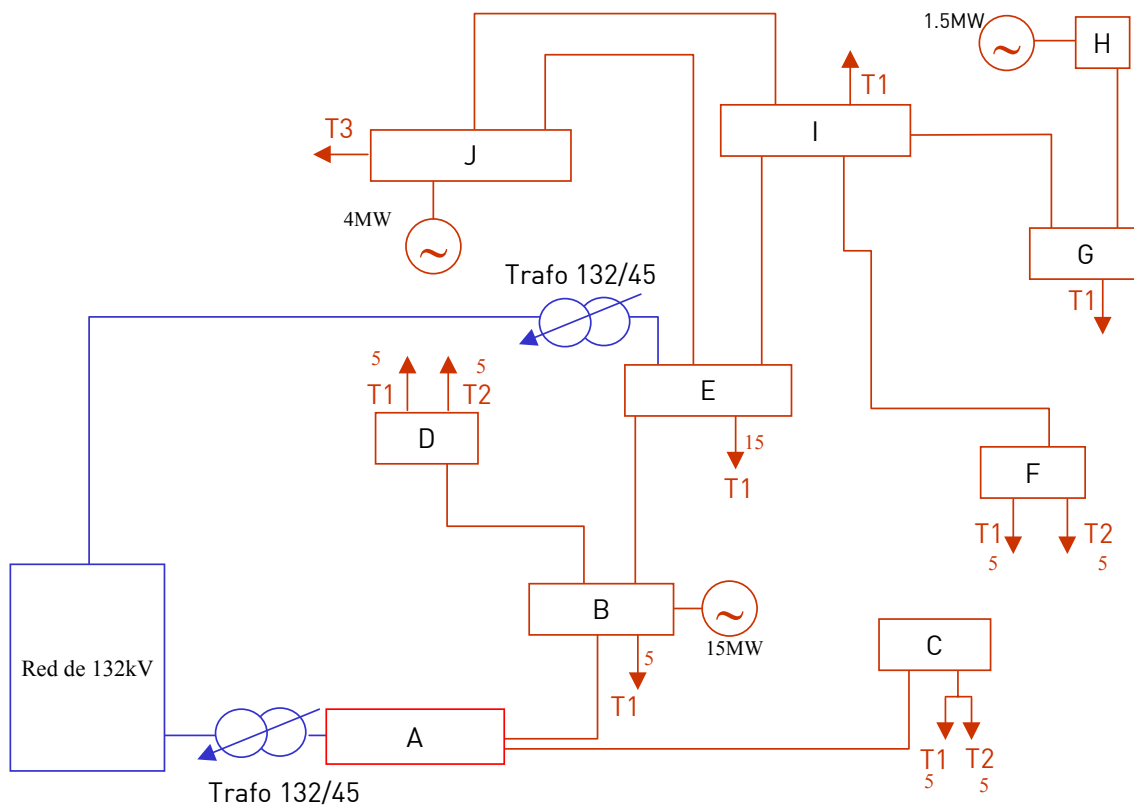


Figura 8.3.4 Red de reparto en zona de Segovia

Este ejemplo se produjo con el generador de la subestación J produciendo una potencia de 2.5MW. Con la línea I – J 45kV abierta por descargo se produjo una falta en el circuito E – J 45kV. Debido a este incidente se dio la

casualidad de que la demanda de la subestación J coincidió con la generación que se quedó alimentando en isla a dicha subestación.

Análogamente se produjo otra situación parecida cuando la subestación H se quedó alimentando en isla a la subestación G cuando se produjo la apertura del cto I-G 45kV.

Como se puede observar estos casos no reflejan nada más que una casuística, pues en otro tipo de situación basta que la generación no sea igual a la demanda para que actúen las protecciones del generador.

## 9. Impacto de la GD en las compras de energía de las distribuidoras

9. Impacto de la GD en las compras de energía de las distribuidoras

Como ya se adelantó en el apartado 6.2 una actividad fundamental que ha de desempeñar el distribuidor es la compra de toda aquella energía consumida por los consumidores que permanecen acogidos al mercado regulado.

Sin embargo de esa demanda bruta se debe descontar la generación que se encuentra acogida al régimen especial, por lo que el distribuidor compra en el mercado mayorista la energía neta que aún se encuentra acogida a tarifa (mercado a tarifa menos generación acogida al régimen especial).

Antes del RD 436/2004 esto era un verdadero problema para la distribuidora pues no solo debía predecir la demanda acogida al mercado regulado sino que también debía predecir la generación acogida al régimen especial y embebida en su red.

Esto comenzó a ser un problema grave cuando la generación eólica empezó a alcanzar volúmenes de producción significativos. Además, la generación en régimen especial no incurría en penalización por desvíos puesto que ni siquiera le era necesaria la declaración de su programación al poder verter toda su generación en la red de distribución.

Con la llegada del RD 436/2004 cambian varios de los aspectos comentados anteriormente:

- Todas las instalaciones con potencias superiores a 10 MW deben comunicar a la distribuidora una previsión de la energía eléctrica a ceder a la red en cada uno de los períodos de programación del mercado de producción de energía eléctrica. Deberán comunicarse las previsiones de los 24 períodos de cada día con, al menos, 30 horas de antelación respecto al inicio de dicho día.  
Asimismo, podrán formular correcciones a dicho programa con una antelación de una hora al inicio de cada mercado intradiario. Si las instalaciones estuvieran conectadas a la red de transporte, deberán comunicar dichas previsiones, además de al distribuidor correspondiente, al operador del sistema. Estarán exentos de realizar todas estas comunicaciones aquellas instalaciones que opten por vender su energía eléctrica libremente en el mercado.
- A aquellas instalaciones de potencia superior a 10 MW acogidas al régimen especial que, de acuerdo al artículo 19.4, tengan que comunicar sus previsiones de excedentes se les repercutirá un coste de desvío por cada período de programación en el que la producción real se desvíe más de la tolerancia permitida respecto a su previsión. Dicha tolerancia será del 20 por ciento para los grupos b.1 y b.2 del artículo 2.1 (energía solar y eólica), y del 5 por ciento para el resto de grupos del artículo 2.1. El desvío en cada uno de estos períodos de programación se calculará como el valor absoluto

de la diferencia entre la previsión de excedentes y la medida correspondiente.

El coste de los desvíos de cada mes será el 10 por ciento del resultado de multiplicar la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y publicada en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica, por la suma de todos los desvíos de dicho mes que hayan excedido las tolerancias fijadas en el apartado anterior. Dicho coste será incluido por dichas instalaciones en su correspondiente factura a la empresa distribuidora.

A estos dos epígrafes hay que añadir el fuerte incentivo que han experimentado los parques eólicos para pasar a mercado libre.

Por esta razón, la volatilidad que experimenta hoy en día la compañía distribuidora debido a la dificultad en la estimación de la producción de la generación en régimen especial ha disminuido significativamente.

No obstante, con la normativa vigente, la distribuidora debe hacer frente a los desvíos que se encuentren dentro del 20% de la producción programada declarada a la compañía distribuidora por los eólicos y solares de más de 10MW acogidos a la tarifa del régimen especial y a los desvíos del 5% en el resto de tecnologías.

Generalmente las compañías distribuidoras a día de hoy disponen de mecanismos de predicción más fiables incluso que la producción programada declarada por los generadores eólicos.

Por otro lado la distribuidora debe asumir el 100% de los desvíos para aquellas instalaciones de potencia menores de 10MW acogidas al régimen especial.

En conclusión, la situación a día de hoy de las compañías distribuidoras es mucho más favorable que antes del RD 436/2004.

Gracias a este RD los desvíos para el régimen especial se encuentran penalizados. La generación eólica, que era la que más preocupaba a la distribución, ha pasado en su gran mayoría a mercado por lo que los problemas de incertidumbre en la predicción han disminuido. No obstante, la distribución contaba ya con potentes herramientas de previsión de la producción de los parques eólicos.

## 10. Conclusiones

## 10. Conclusiones

El nuevo marco regulatorio que se inició con la ley 54/1997 ha significado un cambio muy importante en el sector eléctrico español.

Desde entonces los incentivos al crecimiento de la generación distribuida han supuesto cambios estructurales en las redes hasta el punto en que hoy en día se abren nuevos retos técnicos y regulatorios.

Los beneficios de la generación que se instala cerca de los centros de producción son muy importantes, sin embargo los impactos que ocasiona la presencia de dicha generación en las redes puede no ser tan positiva si la regulación no se adapta y define nuevas reglas que ayuden a solventar los problemas técnicos que se presentan.

• A lo largo del capítulo segundo de la presente tesis se ha definido el concepto de generación distribuida y se ha dado un recorrido sobre aquellas tecnologías más importantes. A modo de conclusión y como definición que mejor se adapta a la GD en España podríamos decir que la GD es el conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución debido a que se caracterizan por su pequeña potencia y por su ubicación en puntos cercanos al consumo.

Sus principales características son:

- Estar conectada a la red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida por la misma instalación y el resto se exporte a una red de distribución (e.g. cogeneración)
- No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele despacharse centralizadamente
- La potencia de los grupos suele ser menor de 50 MW.

En el capítulo tercero se ha mostrado la potencia instalada, la producción y la capacidad de la península para la instalación de nueva generación de carácter renovable.

En el capítulo cuarto se ha dado un repaso a la normativa más importante que de manera directa e indirecta ha afectado a las instalaciones clasificadas como generación distribuida y a las redes en las que éstas se encuentran conectadas.

Como núcleo fundamental de esta tesis, a lo largo de los capítulos 5 al 9 se han descrito todos los impactos que la generación distribuida ocasiona en la red de transporte y distribución.

Entre ellos se ha analizado la influencia de la generación distribuida en:

- La planificación y diseño de las red de distribución
- La operación y explotación de la red
- Las potencias de cortocircuito
- Los servicios complementarios

- En las compras de energía de las distribuidoras

#### 10.1. Influencias de la generación distribuida en la planificación y diseño de redes

En la influencia de la generación distribuida en las inversiones de la red se han abordado dos aspectos. Por un lado los criterios técnicos de conexión que deben cumplir las nuevas instalaciones que quieran conectarse a la red y por otro el problema que debe abordar la compañía de distribución a la hora de invertir teniendo en cuenta la generación inmersa en su red.

En cuanto a los criterios técnicos de conexión se ha mencionado la gran importancia de los criterios de las protecciones de la instalación generadora que se conecta y su compatibilidad con las protecciones de la red.

En MT y BT se ha mencionado la gran importancia de la desconexión de la GD cuando detecten ausencia de tensión mientras que en reparto y transporte es de vital importancia su resistencia a huecos de tensión en redes malladas para favorecer la continuidad de suministro.

En relación a las inversiones, a día de hoy, y con la regulación existente, la distribución no puede considerar la generación inmersa en su red y debe planificar como si esta no existiese. Únicamente en aquellos casos en los que la generación se inyecta en la red de transporte la distribuidora deberá dotar de instalaciones que doten la capacidad necesaria de transporte para ello.

Se ha propuesto como alternativa el pago por garantía de potencia o la participación en un mercado de restricciones a nivel de distribución donde el distribuidor sería el responsable de la gestión del mismo.

#### 10.2. Influencias de la generación distribuida en la operación y explotación de la red

En este apartado se ha analizado la influencia de la GD en aspectos tales como las restricciones técnicas, las pérdidas, los niveles de tensión, el colapso de tensiones, las pérdidas y la seguridad del personal de mantenimiento.

Por lo que respecta a restricciones técnicas y los perfiles de tensión se ha demostrado con un elevado repertorio de ejemplos que en la actualidad, debido a la normativa vigente, la distribución se encuentra sin recursos para hacer frente a todas las situaciones que se pueden plantear en la red.

Además se ha demostrado que la normativa vigente incurre en contradicciones como por ejemplo en el cumplimiento de determinados factores de potencia y niveles de tensión al mismo tiempo.

Se ha planteado como propuesta regulatoria la importancia de la creación de la figura del operador del sistema de la distribución. Esta nueva figura debería nacer con responsabilidades análogas al operador del sistema (REE). Entre las más importantes habría que citar el control de tensión para lo que debería poder fijar las consignas de tensión de la generación inmersa en su red.



Así mismo debería tener la posibilidad de modificar los programas de producción de las centrales de su red cuando ésta se encuentre afectada por sobrecargas, problemas de tensiones y fallos n-1.

La influencia de la generación distribuida en las pérdidas se ha demostrado como muy positiva, pues a día de hoy la penetración no es muy elevada y en general los flujos desde tensiones superiores hacia inferiores se reducen.

Se han señalado como aspectos más importantes que determinan el grado de reducción en las pérdidas la ubicación de la GD en la red de distribución, la topología y estructura de la red, el grado de penetración de la GD en la red, el perfil de demanda de la red y el tipo de perfil de producción de la GD.

En lo referente a la seguridad del personal de mantenimiento se ha resaltado la importancia de la inclusión de mecanismos en MT y BT para que las instalaciones generadoras se desconecten de éstas cuando detecten ausencia de tensión. En la red de reparto se ha señalado la importancia del telecontrol para la desconexión de instalaciones a la hora de acceder a los trabajos de red.

### 10.3. Influencias de la generación distribuida en las potencias de cortocircuito

Como aspecto más fundamental hay que señalar que la potencia de cortocircuito no es un problema mayor en las redes de distribución a causa de la generación distribuida. Puede darse el caso de la conexión de GD a la red con aumentos significativos de la potencia de cortocircuito, pero es un problema técnico de fácil solución con la instalación de aparellaje de mayor poder de corte.

En la red de reparto no se han dado casos en los que se haya tenido que desmallar la red por elevadas potencias de cortocircuito como consecuencia de nueva generación entrante sino que únicamente se han podido presentar situaciones de cambio de aparellaje.

En la red de transporte se ha comentado que sí se están empezando a dar situaciones con muy elevadas potencias de corto o bien con situaciones de incumplimiento de n-1. Estas situaciones serán cada vez más repetitivas, como ocurre en países Europeos.

No obstante este tipo de situaciones son ocasionadas por la generación de régimen ordinario y no por la GD. Sin embargo se ha querido resaltar este problema como punto crítico en cuanto a las potencias de corto se refiere.

### 10.4. Influencias de la generación distribuida en los servicios complementarios

Dentro de los servicios complementarios se han analizado el control frecuencia-potencia, el control tensión-reactiva, el arranque autónomo y la operación en isla.

En el control frecuencia-potencia se han identificado tres problemas principalmente:

- La dificultad de la previsión de la producción de la energía eólica y por tanto la estimación de la reserva secundaria necesaria para la adecuación de la generación a los cambios en la demanda.

Hoy en día este problema empieza a ser menos importante pues gracias a los incentivos de la generación eólica, ésta está pasando al mercado libre. De esta forma es la generación eólica la que debe estimar su producción para no recibir penalizaciones por incumplimiento de los programas de producción.

- La posible falta de estabilidad de frecuencia debido a la masiva desconexión de producción eólica ante faltas en la red  
El procedimiento de operación 12.3 establece unos criterios para que los generadores eólicos aguanten los huecos de tensión.
- La desconexión masiva de generación embebida en la red de distribución ante incidentes importantes de ámbito nacional.

#### 10.5. Influencias de la generación distribuida en las compras de energía de las distribuidoras

La situación a día de hoy de las compañías distribuidoras es mucho más favorable que antes del RD 436/2004.

Gracias a este RD los desvíos para el régimen especial se encuentran penalizados. La generación eólica, que era la que más preocupaba a la distribución, ha pasado en su gran mayoría a mercado por lo que los problemas de incertidumbre en la predicción han disminuido. No obstante, la distribución contaba ya con potentes herramientas de previsión de la producción de los parques eólico.

No obstante, con la normativa vigente, la distribuidora debe hacer frente a los desvíos que se encuentren dentro del 20% de la producción programada declarada a la compañía distribuidora por los eólicos y solares de más de 10MW acogidos a la tarifa del régimen especial y a los desvíos del 5% en el resto de tecnologías.

## 11. Bibliografía

11. 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.

(Alberto Ceña, 2005)

Alberto Ceña: "*La problemática de la conexión de sistemas de energías renovables a la red*"

Plataforma empresarial eólica. 4 de Marzo de 2005.

(A. Gómez Expósito, 2002)

Antonio Gómez Expósito (Coordinador): "*Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*", Mc Graw Hill, 2002.

(Appa, 2004)

Asociación de productores de energías renovables: "*Informe de síntesis de la situación en España en lo referente a la aplicación de la Directiva 2001/77/CE*"

22 de marzo de 2004.

(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.

(David Soler, 2004)

David Soler: "*Aspectos técnico-económicos de los servicios complementarios de generación y red. Modelos regulatorios*"

Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas; 2004.

(Directiva 2001/77/CE, 2001)

Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

(DTI/OFGEM Distributed Generation Co-Ordinating Group, 2002)

DTI/OFGEM Distributed Generation Co-Ordinating Group: "*Distributed Generation Fact Sheet*";

DTI/OFGEM; 2002.

(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.

(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.

(Gómez, 2003c)

T. Gómez: "*MóduloG: Impacto de la generación distribuida en las redes de distribución*" Master en gestión técnica y económica del sector eléctrico español; Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas;

(Gómez, 2004-5a)

T. Gómez: "*MóduloD: Las pérdidas*" Master en gestión técnica y económica del sector eléctrico español; Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas;

(Gómez, 2004-5b)

T. Gómez: "*Módulo F: calidad de onda*" Master en gestión técnica y económica del sector eléctrico español; Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas;

(Greene and Hammerschalg, 2000)

N. Greene and R. Hammerschalg: "*Small and Clean is Beautiful: Exploring the Emissions from Distributed Generation and Pollution Prevention Policies.*" The Electricity Journal, pp. 50-60; 2000.

(Greenpeace, 2005)

Greenpeace: "*Renovables 2050: informe sobre el potencial de las energías renovables en la España Peninsular*"

(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.

(International Energy Agency, 2002)

International Energy Agency: "*Distributed Generation in Liberalised Electricity*

*Markets*";

International Energy Agency; 2002.

(J.A. Pecas Lopes, 2005)

*"Impacts in Distributions Grids from Large Impacts in Distributions Grids from Large-scale scale integration of Dispersed Generation and integration of Dispersed Generation and Microgeneration – New Operating Strategies"*;  
Workshop on Distributed Generation in UCUF, 2005

(J. J. Grainger, W. D. Stevenson, 1994)

J. J. Grainger, W. D. Stevenson: *"Power System Analysis"*  
Mc Graw Hill, 1994.

(J.M. López Sánchez, 2002)

J.M. López Sánchez: *"Tesis Doctoral Regulación de la continuidad de suministro en redes de distribución de energía eléctrica"*  
Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas;

(J.Rivier, T.Gomez, V.mendez, 2005)

*"Impacto de la generación distribuida sobre las pérdidas y el retraso de inversiones en redes de distribución"*  
Comité nacional de España, Julio/Agosto 2005

(J.Rivier, T.Gomez, V.mendez, 2001)

*"Tratamiento regulatorio de las pérdidas en el mercado eléctrico español"*  
7as Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Vol. III. pp. 91-96. Leganés (Madrid).Julio 2001

(J.Rivier Abad, 2004-5)

J.Rivier: *"Módulo E: a continuidad de suministro"* Master en gestión técnica y económica del sector eléctrico español;  
Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas;

(Jenkins, et al., 2000)

N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen and G. Strbac: *"Embedded Generation"*;  
The Institution of Electrical Engineers; 2000.  
280 Bibliografía

(José Luis Sancha, 1995)

José Luis Sancha: *"Análisis de cortocircuito"*  
Ingeniería superior industrial. Universidad Pontificia Comillas;

(Lasseter and Piagi, 2000)

R. Lasseter and P. Piagi: *"Providing Premium Power Through Distributed Resources"*;

33rd Hawaii International Conference on System Sciences; Hawaii; 2000.

(L.I. Eguíluz Morán, 2001)

L.I. Eguíluz Morán: "*Seminario: innovación tecnológica y telecomunicaciones*"  
Universidad internacional Menéndez Pelayo. Santander, 9 de julio de 2001

(Luis Imaz, 2003)

"*Seminario de apagones eléctricos: apagón de Italia de 28-09-2003 y EEUU de 14-08-2003*".

Universidad Corporativa de Unión Fenosa. 2003

(Luis Rouco, 2005)

Luis Rouco: "Curso sobre comportamiento dinámico de sistemas eléctricos".

Universidad corporativa de Unión Fenosa (UCUF). Madrid 8 y 9 de febrero de 2005.

(Marnay, 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.

(Méndez Quezada, 2005)

D. H. Méndez Quezada: "*Generación distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio*". Tesis doctoral.

(Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002)

Instrucción técnica complementaria para BT: "*ITC-BT-40 Instalaciones generadoras para BT*"

B.O.E; Vol. 224, 2002.

(Ministerio de Economía, 2000a)

RD ley 6/2000, de 26 de junio, por el que "*se aprueban medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios (liberalización del sector eléctrico)*" B.O.E; Vol. 151, 2000.

(Ministerio de Economía, 2000b)

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, 2000c)

Ministerio de economía: "*Real decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*"

BOE 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: "*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, 2002a.

(Ministerio de Economía, 2002b)

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, 2002b. 284

(Ministerio de Economía, 2002c)

Ministerio de Economía: "*Orden ECO 797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro*" BOE N°89

(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. 109, 2004

(Ministerio de Economía, 2005)

Ministerio de Economía: "*Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico*". Vol. 75, 2005.

(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, 1986)

Ministerio de Industria y Energía: "*Real decreto de 2 de Mayo de 1986, por el que se establecen normas sobre las condiciones de los suministros de energía eléctrica y la calidad de servicio*".  
Boletín Oficial del Estado; 1986.

(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, 1997)

Ministerio de Industria y Energía: "*Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica*";  
Boletín Oficial del Estado; 27-12-1997.

(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.

(OFGEM, 2001)

"*Embedded generation summary, Fact Sheet*";

(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.

(Penche, 1998)

C. Penche: "*Manual de Pequeña Hidráulica. Como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica*." Comisión Europea; 1998.

(P. Kundur, 1994)

P.Kundur: *“Power System Stability and Control”*

Mc Graw Hill, 1994.

(Pérez Arriaga, 2005)

José Ignacio Pérez Arriaga: *“Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España”*

(Red Eléctrica Española, 1998)

REE: *“Procedimiento de operación 1.5: Reserva regulación”*

(Red Eléctrica Española, 2000)

REE: *“Procedimiento de operación 7.4: Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte”*

(Red Eléctrica Española, 2005a)

REE: *“Procedimiento de operación 12.1: solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte”*

(Red Eléctrica Española, 2005b)

REE: *“Procedimiento de operación 12.2: Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio”*

(Red Eléctrica Española, 2005c)

REE: *“Procedimiento de operación 13.3: Instalaciones de la red de transporte: Criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación de su equipamiento y puesta en servicio”*

(Red Eléctrica Española, 2005d)

REE: *“Incidente de Magallón con Pérdida de Eólica del día 1 de Agosto de 2005”* Octubre 2005.

(Shirley, 2001)

W. Shirley: *“Distribution System Cost Methodologies for Distributed Generation”*;

The Regulatory Asistance Project; 2001.

(UCTE, 2003)

Union for the coordination of transmission of Electricity: *“Final report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy”*

(UNE-EN 50160, 1994)

Norma Española UNE-EN 50160 *“Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”* AENOR, octubre 1996. Transposición a la normativa española de la European Standard EN 50160 *“Voltage characteristics*

of Electricity supplied by public Distribution Systems” CENELEC European Committee for Electrotechnical Standardisation, November 1994.

(UNESA, 1996)

UNESA, Comité de distribución – Comisión técnica, “*Guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas*” Grupo de trabajo de calidad de onda, 1996.

(Welch, 2000)

G. Welch: “*Distributed Generation Planning*”; Vol. 3, 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting; Seattle, Washington; 2000.

(Willis and Scott, 2000)

H. L. Willis and W. G. Scott: “*Distributed Power Generation. Planning and Evaluation*”; Marcel Dekker, Inc.; 2000.

(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.