

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
(Departamento de Electrotecnia y Sistemas)

**CALIDAD DEL SERVICIO.
REGULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE
INVERSIONES**

Juan Rivier Abbad

Tesis doctoral



Madrid 1999

Calidad del servicio.
Regulación y optimización de inversiones

Universidad Pontificia Comillas de Madrid
Colección Tesis Doctorales: N° 211/1999

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
(Departamento de Electrotecnia y Sistemas)

**CALIDAD DEL SERVICIO.
REGULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE
INVERSIONES**

Juan Rivier Abbad

Tesis doctoral



Madrid 1999

© Juan Rivier Abbad

Reproducción autorizada para el
cumplimiento de los requisitos
académicos: O.M. 17-9-93, art. 9

La Tesis Doctoral de D. Juan Rivier Abbad

Titulada **"CALIDAD DEL SERVICIO. REGULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES"**

Dirigida por el Dr. D. Jaime Román Úbeda

Fue leída en la **Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)** de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID, el día 18 de junio de 1999, ante el tribunal constituido por los siguientes Profesores:

PRESIDENTE:	Dr. D. Carlos Álvarez Bel
VOCAL:	Dr. D. Ignacio J. Ramírez Rosado
VOCAL:	Dr. D. João A. Peças Lopes
VOCAL:	Dr. D. José Ignacio Pérez de Arriaga
SECRETARIO:	Dr. D. Tomás Gómez San Román

y recibió la calificación de *Sobresaliente "cum laude"*

Madrid, a 18 de Junio de 1999



EL SECRETARIO DEL TRIBUNAL

A mi familia

AGRADECIMIENTOS

Después de tantos años, me parece increíble estar escribiendo esta última página de la tesis. Desde aquí quiero agradecer su apoyo a todas las personas que han hecho posible el desarrollo de este trabajo. Esta página, aunque la más placentera, es también la más difícil de escribir. Sin duda será la que más personas leerán, posiblemente siendo incluso la única. Y siempre es difícil incluir explícitamente a todas las personas que han contribuido a un trabajo que ha durado tantos años. A continuación mencionaré las personas que creo han contribuido más a su desarrollo, pero querría que nadie se sintiese excluido.

En primer lugar, quiero agradecer a Jaime Román Úbeda su dedicación y esfuerzo, siendo mi amigo a la vez que mi director. Gracias por haber confiado en mí en un principio a pesar de ser un “electrónico”, por haberme apoyado a lo largo de todos estos años, por haberme animado en horas bajas, por su paciencia en los momentos poco fructuosos y su confianza en que algún día terminaría esta dichosa tesis.

También quiero agradecer a Tomás Gómez el apoyo que me ha brindado, tanto como compañero y amigo, que como supervisor: su labor de supervisión en mi segunda etapa en el instituto una vez se fue Jaime ha sido muy importante para poder finalizar la tesis. Ésta se ha enriquecido enormemente con sus aportaciones y comentarios.

José Ignacio de la Fuente también ha contribuido con ideas y trabajo a través de proyectos de investigación en los que hemos trabajado juntos en estos últimos años, además de su labor de supervisión y su comprensión al tiempo dedicado a la tesis en esta recta final. Desde aquí quiero agradecerle su apoyo.

Es necesario también nombrar aquí a Gilberto Carrillo Caicedo, cuyo trabajo ha sido el embrión de esta tesis, además de ser un compañero insustituible en mis primeros años de estancia en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT). Gilberto me ha ayudado a dar mis primeros pasos en el análisis de los sistemas de distribución, además de organizar partidos de baloncesto memorables.

Le doy las gracias a la Universidad Pontificia Comillas como institución por el apoyo humano y económico que me ha brindado a través del IIT para la realización de la tesis. Trabajar en un ambiente agradable, con los medios técnicos y humanos adecuados, son condiciones imprescindibles para llevar a cabo con éxito el duro trabajo de desarrollo de una tesis. El apoyo que he recibido en todo momento por los responsables del Instituto ha sido un acicate para la finalización de este trabajo. Quiero agradecer especialmente el importante apoyo institucional hacia mi trabajo que me ha brindado el IIT en mis últimos días de Investigador en Formación, y más concretamente a Andrés Ramos en su condición de director del IIT en esos momentos.

Quiero mencionar a las empresas Eléctricas Reunidas de Zaragoza (Santiago Vicente y Juan Gaona), Iberdrola (José Arceluz, Javier Marín y Ramón Tejadas) y Unión Fenosa (Gregorio Vargas y Mariano Miguélez) por su apoyo económico y colaboración técnica a través de proyectos de investigación.

Como ya he dicho anteriormente, el ambiente en el que se trabaja es un factor muy importante. El IIT y sus miembros tienen la virtud de crear un ambiente estupendo de compañerismo y cercanía. Por un lado, mis “jefes” (Jaime, Tomás y Nacho) también han sido amigos con los que se podía hablar de cualquier tema. Por otro lado, hay que resaltar las numerosas actividades lúdicas tales como los partidos de fútbol de los jueves, los de baloncesto de los martes, las excursiones campestres, los “San IIT”, las comidas a 8

en la cocina del IIT donde tocaba a media silla y una esquina de mesa (hay que decir que estas condiciones han mejorado desde entonces) y un largo etc. que han hecho más llevaderos estos años.

Quiero dar las gracias a todos los que me han ayudado en estos años, ya sea técnicamente o mediante juergas compartidas. Afortunadamente, son muchos los buenos amigos que tengo en el IIT, y sería una lista demasiado larga para ponerla en esta página. Únicamente quiero destacar, sin que nadie se sienta ofendido, a Rafael Palacios, Fernando de Cuadra, Eugenio Sánchez Úbeda y Andrés Ramos. También, entre las personas que me han acompañado durante un tiempo y que ya no están en el IIT, quiero mencionar a Jesús Contreras, Lucía Muñoz y Rafael Collantes.

Una persona que siempre ha estado allí cuando la he necesitado, no sólo durante este periodo de gestación de tesis, sino desde mucho antes y que merece un lugar destacado en estos agradecimientos es Francisco Morán. Compañero de muchas penas y glorias, con el que he compartido cines, viajes, experiencias y numerosas discusiones sobre temas que abarcaban desde el sexo de los ángeles hasta los berberechos, desde aquí le animo a que siga con su propia tesis. Espero tener en breve un ejemplar parecido a éste firmado por él.

Cómo no, sería injusto no incluir aquí a mi familia: mis padres, mis hermanos y mi hermana, mis cuñadas, cuñados, sobrinos, sobrinas y ahijadas, sin olvidarme de mi tía Choupette. Todos ellos tienen el mérito de haberme aguantado todos estos años, con el agravante de haber vivido la larga experiencia de mi hermano Michel, que me ha precedido en esto de la tesis. Todos tenían miedo que tardase tanto como él y, menos mal, he tardado algo menos. Quiero agradecerle a él especialmente su apoyo de hermano mayor, sus consejos y el tiempo que me ha dedicado.

Un caso aparte es Iñigo Rengifo. Por un lado es familia, en su condición de hermano primo (que no primo hermano) y por otro es amigo, compañero de carrera y de muchas otras vivencias. Muchas gracias por todo el apoyo que me ha brindado durante tantos años, y los ánimos que me ha dado, junto con su mujer Elena.

Ya estoy terminando estos agradecimientos, y estas últimas palabras de la tesis quiero dedicarlas a las dos personas que han aparecido últimamente en mi vida, y que se han convertido en las más importantes: mi mujer Catherine y mi primera hija Clotilde. Mi mujer no ha vivido conmigo todos los años de la tesis, pero sí que le han tocado los peores y muy de cerca. Gracias por su comprensión hacia mis horarios, gracias por su apoyo incondicional en todo momento, gracias por estar ahí, gracias por todo...

Clotilde poco se ha enterado de los avatares que ha sufrido su padre para acabar la tesis, y tampoco se da cuenta de lo que ha supuesto su llegada para la finalización de la misma. Su nacimiento anunciado ha sido el mejor revulsivo para terminar la tesis. No pudo ser, a pesar de las horas invertidas, el tenerla escrita antes de su nacimiento por un mes escaso, pero también es que ella ¡se adelantó a la fecha prevista!

ÍNDICE

Lista de figuras	xvi
Lista de tablas	xviii

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

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

CAPÍTULO 2. CALIDAD DEL SERVICIO

1. Introducción	7
1.1. Índices de calidad	8
1.2. Agentes.....	9
2. Continuidad del suministro.....	10
2.1. Origen de las interrupciones largas	10
2.2. Índices de continuidad.....	12
2.2.1. <i>Índices individuales de cliente</i>	13
2.2.2. <i>Índices de sistema</i>	14
3. Calidad de la onda	17
3.1. Compatibilidad electromagnética	18
3.2. Perturbaciones de la onda de tensión.....	20
4. Atención comercial	24
5. Conclusiones.....	25

CAPÍTULO 3. REVISIÓN INTERNACIONAL DE LAS REGULACIONES DE CALIDAD

1. Introducción	27
2. Argentina	28
2.1. Marco regulativo	28
2.2. Calidad del servicio	29
3. Chile	31
3.1. Marco regulativo	31
3.2. Tratamiento de la calidad.....	32
4. Inglaterra y Gales	34
4.1. Marco regulativo	34
4.2. Tratamiento de la calidad.....	34
5. Francia	35
6. Noruega	36
6.1. Marco regulativo	36
6.2. Tratamiento de la calidad.....	37
6.3. Evolución futura.....	38
7. Nueva York (NYSEG)	38
8. Resumen comparativo	40
9. Caso español	42
9.1. Antecedentes.....	42
9.2. La calidad del servicio y el MLE.....	43
9.3. Plan Energético Nacional 1990-2000	44
9.4. La calidad del servicio y la LOSEN	45
9.5. La calidad del servicio y la Ley del Sector Eléctrico.....	45
10. Conclusiones	46

CAPÍTULO 4. PROPUESTA DE REGULACIÓN

1. Introducción	47
2. Marco retributivo de la distribución	48
3. Propuesta de regulación conceptual	50
4. Nivel óptimo de calidad	52
4.1. Coste de la falta de calidad para los clientes	54
4.1.1. Funciones VEC	55
4.1.2. Coeficientes de coste.....	57
4.1.3. Curvas obtenidas	60
4.2. Coste de inversiones en mejora de la calidad	61
4.2.1. Alimentador Tipo	64
4.2.2. Mejora de la calidad.....	65
4.2.3. Ejemplo de cálculo de reducción del TIEPI.....	66
5. Zonificación	67
5.1. Definición de tipos de zona de mercado.....	68

5.2.	Niveles de calidad de referencia.....	71
6.	Incentivos/penalizaciones.....	74
6.1.	Remuneración de la Distribuidora.....	75
6.2.	Mecanismo basado en índices de sistema.....	76
6.3.	Mecanismo basado en índices individuales.....	82
6.4.	Combinación de ambos.....	83
7.	Implantación práctica de la propuesta de regulación.....	85
7.1.	Etapa de transición.....	86
7.2.	Etapa definitiva.....	87
7.3.	Control de los niveles de calidad.....	88
7.4.	Marco retributivo.....	89
7.4.1.	<i>Incentivos por calidad basados en índices de sistema.....</i>	<i>89</i>
7.4.2.	<i>Compensaciones a clientes basadas en índices individuales.....</i>	<i>90</i>
7.5.	Relación contractual entre cliente y Distribuidora.....	92
8.	Conclusiones.....	92

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE FIABILIDAD

1.	Introducción.....	95
2.	Modelado de la red de distribución.....	96
2.1.	Sistemas eléctricos de potencia y fiabilidad.....	97
2.2.	Red de distribución.....	98
2.2.1.	<i>Elementos de la red.....</i>	<i>98</i>
2.2.2.	<i>Estructura de la red.....</i>	<i>99</i>
2.2.3.	<i>Análisis de la explotación de la red.....</i>	<i>102</i>
2.3.	Índices básicos de continuidad.....	102
3.	Distribución y fiabilidad.....	103
3.1.	Tipos de análisis de fiabilidad.....	103
3.2.	Índices básicos de fiabilidad.....	104
3.3.	Revisión bibliográfica.....	105
3.4.	Método de evaluación elegido.....	107
3.4.1.	<i>Procesos continuos de Markov.....</i>	<i>107</i>
3.4.2.	<i>Sistemas serie.....</i>	<i>109</i>
4.	Análisis de fiabilidad considerando subindisponibilidades.....	111
4.1.	Acciones de mejora de la calidad.....	112
4.2.	División del tiempo de reparación.....	114
4.3.	Subindisponibilidades asociadas.....	116
4.3.1.	<i>Subindisponibilidad asociada al tiempo de aviso.....</i>	<i>117</i>
4.3.2.	<i>Subindisponibilidad asociada al tiempo de acceso.....</i>	<i>117</i>
4.3.3.	<i>Subindisponibilidad asociada al tiempo de localización.....</i>	<i>118</i>
4.3.4.	<i>Subindisponibilidad asociada al tiempo de recorrido.....</i>	<i>119</i>
4.3.5.	<i>Subindisponibilidad asociada al tiempo de seccionamiento.....</i>	<i>120</i>
4.3.6.	<i>Subindisponibilidad asociada al tiempo de reparación.....</i>	<i>121</i>
4.4.	Zonas del alimentador.....	121
4.4.1.	<i>Zonas de información.....</i>	<i>122</i>
4.4.2.	<i>Zonas de aislamiento.....</i>	<i>122</i>
4.5.	Ejemplo.....	123
4.6.	Formulación matricial e implantación informática.....	126

4.6.1. Matrices del alimentador.....	126
4.6.2. Implantación informática.....	128
5. Sensibilidad a las acciones de mejora.....	128
5.1. Influencia de los parámetros de la red en la fiabilidad	128
5.2. Efecto de las acciones de mejora.....	130
6. Conclusiones.....	133

CAPÍTULO 6. OPTIMIZACIÓN DE LAS INVERSIONES EN MEJORA DE LA CALIDAD

1. Introducción.....	135
2. Funciones objetivo.....	136
2.1. Maximizar la calidad.....	136
2.2. Minimizar el CSN.....	138
2.3. Maximizar el beneficio empresarial.....	140
3. Técnicas de optimización.....	141
3.1. Colocación óptima de equipos.....	141
3.2. Inversión óptima.....	145
4. Resultados.....	147
4.1. Curva de mejora de la calidad en función de las inversiones.....	149
4.2. Optimización de las inversiones en el nuevo marco regulativo.....	150
5. Conclusiones.....	153

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

1. Resumen y conclusiones.....	155
2. Aportaciones originales.....	159
3. Futuros desarrollos.....	160

APÉNDICE A. FORMULACIÓN MATRICIAL DEL CÁLCULO DE LA FIABILIDAD

A1. Matrices base.....	163
A1.1. Información intrínseca a los elementos.....	164
A1.2. Información topológica.....	165
A2. Cálculo de la indisponibilidad.....	167
A2.1. Cálculo de la subindisponibilidad de aviso.....	167
A2.2. Cálculo de la subindisponibilidad de acceso.....	168
A2.3. Cálculo de la subindisponibilidad de localización.....	169
A2.4. Cálculo de la subindisponibilidad de recorrido.....	169

A2.5.	Cálculo de la subindisponibilidad de seccionamiento	170
A2.6.	Cálculo de la subindisponibilidad de reparación	170
A3.	Construcción de las matrices topológicas	171
A3.1.	Matrices Z_{xx} y Z_{xxCaFi}	171
A3.2.	Vector vta	171
A3.3.	Matriz ZTLOC	172
A3.4.	Matrices Θ y Φ	172
A4.	Modificaciones de las matrices topológicas	176
A4.1.	Señal 177	
A4.1.1.	<i>Quitar un equipo con señal</i>	177
A4.1.2.	<i>Poner un equipo con señal</i>	178
A4.2.	Teleseñal	178
A4.2.1.	<i>Quitar un equipo con teleaseñal</i>	178
A4.2.2.	<i>Poner un equipo con teleaseñal</i>	179
A4.3.	Aislamiento	180
A4.3.1.	<i>Quitar un equipo con aislamiento</i>	180
A4.3.2.	<i>Poner un equipo con aislamiento</i>	181

BIBLIOGRAFÍA

Orden alfabético	183	
Orden de aparición por capítulos	193	
Capítulo 1.	Introducción	193
Capítulo 2.	Calidad del servicio	193
Capítulo 3.	Revisión internacional de las regulaciones de calidad	196
Capítulo 4.	Propuesta de regulación	197
Capítulo 5.	Análisis de fiabilidad	200
Capítulo 6.	Optimización de las inversiones en mejora de la calidad	204
Capítulo 7.	Conclusiones	205
Apéndice A.	Formulación matricial del cálculo de la fiabilidad	205

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

—

CAPÍTULO 2. CALIDAD DEL SERVICIO

Figura 2.1	Niveles de Compatibilidad ElectroMagnética (niveles CEM).	19
-------------------	---	----

CAPÍTULO 3. REVISIÓN INTERNACIONAL DE LAS REGULACIONES DE CALIDAD

—

CAPÍTULO 4. PROPUESTA DE REGULACIÓN

Figura 4.1	Remuneración de las Distribuidoras con respecto al nivel de calidad del servicio ofrecido.	52
Figura 4.2	Coste Social Neto de la calidad.....	53
Figura 4.3	Ejemplos de SCDF en Canadá.	59
Figura 4.4	Curva de costes de inversión en función de las variables de decisión de las Distribuidoras.....	62
Figura 4.5	Curva de mejora del TIEPI en función de la instalación de selectores de tramo.	63
Figura 4.6	Funciones de distribución de la probabilidad del nivel de TIEPI para los tres tipos de zona: urbano, semiurbano y rural.....	70
Figura 4.7	Valores de TIEPI de municipios segregados por tipo de zona, y en orden creciente.	70
Figura 4.8	Ajuste del modelo de Energía No Suministrada Potencial por provincia.	72
Figura 4.9	Ajuste del modelo de Potencia Instalada por provincia.	73
Figura 4.10	Valores de referencia estimados del índice TIEPI para los años 1992 a 1995.	74

Figura 4.11	Reparto de beneficios al mejorar la calidad del NCR al NOC mediante incentivos/penalizaciones propuestos.	78
Figura 4.12	Costes de inversión, incentivos, y variación del punto óptimo con K.	79
Figura 4.13	Efecto de los mecanismos de incentivos/penalizaciones sobre la distribución de probabilidad de los índices de calidad individuales.	84

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE FIABILIDAD

Figura 5.1	Niveles jerárquicos de análisis de fiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.	97
Figura 5.2	Ejemplo de red de distribución radial urbana.	100
Figura 5.3	Ejemplo de red de distribución radial rural.	101
Figura 5.4	Ejemplo de red de distribución radial semiurbana o de tipo industrial.	101
Figura 5.5	Proceso continuo de Markov de un sistema con dos estados.	107
Figura 5.6	Tasa de fallos de un componente durante su vida útil.	108
Figura 5.7	Sistema serie de n componentes.	109
Figura 5.8	Estructura del alimentador de ejemplo.	124
Figura 5.9	Alimentador con elementos numerados.	127

CAPÍTULO 6. OPTIMIZACIÓN DE LAS INVERSIONES EN MEJORA DE LA CALIDAD

Figura 6.1	Funciones objetivo y resultados obtenidos.	137
Figura 6.2	Algoritmo de optimización de colocación de equipos en un alimentador (diagrama Ana).	143
Figura 6.3	Posiciones adyacentes a un equipo según el criterio de localidad definido.	144
Figura 6.4	Algoritmo de búsqueda del tipo de equipo, número de cada tipo y colocación óptima en un alimentador.	147
Figura 6.5	Alimentador utilizado para los estudios de optimización de inversiones y para trazar la curva calidad/variables de decisión.	148
Figura 6.6	Curva de mejora de la calidad (medida con el índice TIEPI) en función de las variables de decisión de la Distribuidora (instalación de equipos de señalización y seccionamiento).	149
Figura 6.7	Puntos de equilibrio entre los costes de inversión de la Distribuidora y los incentivos por mejora de la calidad, para dos coeficientes de incentivos.	153

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

—

APÉNDICE A. FORMULACIÓN MATRICIAL DEL CÁLCULO DE LA FIABILIDAD

Figura A.1	Alimentador con elementos numerados.	164
Figura A.2	Alimentador agrupado en zonas de aislamiento automático o manual para el cálculo de la matriz Θ o Φ	173

LISTA DE TABLAS

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

—

CAPÍTULO 2. CALIDAD DEL SERVICIO

Tabla 2.1	Clasificación de las interrupciones en la red de distribución según su origen.	12
Tabla 2.2	Índices de continuidad del suministro en distintos países europeos de 1987.	17
Tabla 2.3	Evolución del índice de sistema TIEPI del total nacional español en los últimos años.	17
Tabla 2.4	Perturbaciones asociadas a las características de la onda de tensión.	18
Tabla 2.5	Tasa máxima permitida por la norma EN 50160 para cada armónico individual.	23

CAPÍTULO 3. REVISIÓN INTERNACIONAL DE LAS REGULACIONES DE CALIDAD

Tabla 3.1	Niveles individuales garantizados de continuidad del suministro en la regulación Argentina.	30
Tabla 3.2	Valores límite de continuidad para índices individuales en Chile.	33
Tabla 3.3	Valores límite de continuidad para índices de sistema en Chile.	33
Tabla 3.4	Número máximo estipulado de interrupciones en el contrato estándar <i>ÉMEURAUDE</i>	36
Tabla 3.5	Valores de frecuencia y duración de interrupciones.	39
Tabla 3.6	Resumen de los puntos importantes de las regulaciones internacionales revisadas.	41

CAPÍTULO 4. PROPUESTA DE REGULACIÓN

Tabla 4.1	Valores de TIEPI en p.u. con la colocación de selectores.	65
Tabla 4.2	Valores límite orientativos de los índices individuales de continuidad en la etapa definitiva.	91

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE FIABILIDAD

Tabla 5.1	Tipos de zona, y características que comparten todos los elementos pertenecientes a la misma zona de cada tipo.....	123
Tabla 5.2	Valores de la indisponibilidad de los elementos del alimentador ejemplo con varias configuraciones de equipos de señalización y seccionamiento.....	125

CAPÍTULO 6. OPTIMIZACIÓN DE LAS INVERSIONES EN MEJORA DE LA CALIDAD

Tabla 6.1	Número de soluciones posibles en un alimentador con 41 posiciones donde colocar equipos, y número aproximado de evaluaciones necesarias para alcanzar el óptimo.	145
Tabla 6.2	Datos de los elementos del alimentador del estudio.	148
Tabla 6.3	Datos de reducción del TIEPI en función de la instalación de equipos de señalización y seccionamiento.	151
Tabla 6.4	Resultados de la optimización de inversiones en el nuevo marco regulativo, con distintos coeficientes de incentivos.....	152

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

—

APÉNDICE A. FORMULACIÓN MATRICIAL DEL CÁLCULO DE LA FIABILIDAD

—

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Esta tesis tiene como objetivo proponer una regulación de la calidad del servicio de la función de distribución de electricidad que cumpla los siguientes requisitos: adecuada remuneración de las Distribuidoras en función del nivel de calidad ofrecido; incentivación a las Distribuidoras a invertir hasta alcanzar el nivel de calidad óptimo desde un punto de vista social; reparto de los beneficios de la reducción de los costes globales asociados a la calidad del servicio entre las Distribuidoras y los clientes; y garantía de un mínimo de calidad a todos los clientes.

Para cumplir este objetivo, se tiene en cuenta la evolución actual de la regulación global y de la remuneración de los sistemas de energía eléctrica y se revisa el estado del arte en el entorno internacional. Como aplicación práctica, se adapta la propuesta de regulación al caso español y se desarrollan las herramientas necesarias que permiten al Regulador calcular los parámetros de la regulación propuesta, y a las Distribuidoras optimizar sus inversiones en calidad en nuevo marco regulativo¹. Para esta herramienta, también se ha desarrollado un algoritmo de análisis de fiabilidad de las redes de distribución.

¹ Se ha optado por el término “regulativo” en vez del más comúnmente utilizado “*regulatorio*” al verificar en el diccionario de la Real Academia Española (vigésima primera edición) que es el término correcto, siendo el segundo un anglicismo.

1. Antecedentes

En la actualidad existe un proceso generalizado de cambios en la regulación de los sistemas de energía eléctrica. Estos cambios están orientados a la introducción de mecanismos de competencia ahí donde es posible. La generación es la más afectada por estos cambios, habiéndose creado mercados donde se pueden comprar y vender la energía eléctrica. A pesar de que el transporte y la distribución siguen considerándose monopolios naturales, se está cambiando también su regulación, para mejorar su eficiencia. En el caso concreto de la distribución, se está pasando de regulaciones basadas en costes reconocidos (regulación “tradicional”) a regulaciones basadas en el servicio ofrecido. Una de las medidas más aplicadas es la separación de la actividad de comercialización (venta directa a los clientes conectados a la red y compra de energía mayorista) de la actividad de distribución propiamente dicha (conexión eléctrica). Todos estos cambios están afectando al problema de la calidad del servicio eléctrico y su tratamiento.

Las necesidades de los clientes por su lado también están evolucionando. La sociedad en su conjunto está más orientada al individuo y los clientes se están acostumbrando a una atención cada vez más personalizada y de mayor calidad. Estos niveles de calidad de atención al cliente ya existentes en otros ámbitos se están empezando a exigir poco a poco en los servicios regulados, que tienen cierto retraso en este aspecto debido a su carácter de monopolio. Además, la sociedad se está volviendo cada vez más dependiente del suministro eléctrico, por lo que necesita y exige una mayor calidad del mismo.

Los equipos conectados a la red eléctrica también han evolucionado. Han aparecido muchos equipos nuevos que son mucho más sensibles que antes a los problemas de calidad en el suministro eléctrico. Se ven afectados más fácilmente en su correcto funcionamiento por defectos en el suministro de electricidad. Esto ocurre no sólo en el ámbito doméstico donde el daño ocasionado generalmente no pasa de ser una molestia para el cliente, sino sobre todo en los procesos industriales en los que un hueco de tensión puede provocar paradas en el proceso productivo y pérdidas millonarias.

Las entidades reguladoras están reaccionando a la evolución de la situación impulsando cambios que persiguen mejorar el servicio ofrecido. El suministro eléctrico tiene una importancia estratégica dentro de la sociedad. El desarrollo y el crecimiento de la economía de un país están muy ligados a la calidad del servicio eléctrico ofrecido y a su coste. En algunos casos, puede incluso decidir el lugar de inversión de industrias con una importante generación de empleo y riqueza asociada. En los países en vías de desarrollo, una de las razones de más peso para cambiar la regulación de su sistema de energía eléctrica ha sido y es la deficiente calidad del suministro que lastra su economía, además de las necesidades de capital para invertir y desarrollar el sistema, que permiten extender el servicio y mejorar su calidad. En los países industrializados, generalmente el cambio de regulación está más orientado a aumentar la eficiencia de los sistemas de energía eléctrica, y por tanto reducir los costes del suministro eléctrico.

En Europa, ha existido un cambio importante en la percepción de la calidad del servicio debido la directiva europea 85/374/CEE sobre responsabilidad por los daños causados por productos defectuosos [CEE 85]. En ella se define la electricidad como un producto. Las implicaciones de esta definición son importantes, ya que equipara legalmente el suministro de electricidad con la venta de cualquier otro producto. Entre otras cosas, esta equiparación permite a un cliente exigir a su suministrador que el producto por el que está pagando tenga una calidad bien definida y, si no la cumple, exigirle daños y perjuicios.

Al mismo tiempo que está cambiando la regulación del sector, una serie de tecnologías que se han implantado progresivamente en los últimos años están alcanzando su madurez. Los sistemas de control y adquisición de datos (SCADA), los sistemas de información geográfica (GIS), etc., están permitiendo disponer de nuevos y numerosos datos sobre el funcionamiento del sistema de los que anteriormente no se disponía. Esta nueva información permite mejorar la gestión, la operación y mantenimiento y el análisis y comprensión del funcionamiento del sistema.

Tradicionalmente, se han destinado más recursos a los sistemas de generación y transporte de energía eléctrica que a los sistemas de distribución. La razón es sencilla: un fallo en generación o transporte puede tener graves consecuencias para la sociedad, ya que el área que se ve afectada suele ser muy grande. En cambio, las redes de distribución son relativamente sencillas y un fallo en las mismas no afecta a un gran número de usuarios. El resultado es que actualmente la mayoría de los problemas de calidad son debidos a fallos en la red de distribución, en donde se centra el desarrollo de esta tesis.

La estrategia más seguida hoy en día por las Distribuidoras para mejorar la calidad es la de una mayor automatización de sus redes. Las inversiones necesarias para mejorar la calidad en un único alimentador o línea de MT son relativamente pequeñas, pero afectarán también a pocos usuarios. Conseguir una mejora global de la distribución implica un gran número de pequeñas inversiones que se convierten en una gran inversión.

Debido a la importancia de la calidad del servicio para la sociedad, al volumen de las inversiones que supone mejorarla, y a todos los cambios anteriormente descritos, se ha hecho necesario revisar la regulación de la calidad del servicio. Será necesario desarrollar nuevas herramientas de análisis que tengan en cuenta los nuevos datos de los que se dispone y la nueva situación regulativa, tanto para ayudar al Regulador a diseñar la nueva regulación como a las compañías eléctricas a trabajar en el nuevo entorno regulativo.

2. Objetivos de la tesis

El objetivo de esta tesis es analizar el problema de la calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica, haciendo especial hincapié en la continuidad del suministro. Se quiere estudiar el problema de la calidad enlazando los aspectos regulativo y técnico.

Desde el punto de vista regulativo, se pretende estudiar hacia qué situación evoluciona la calidad del servicio en los nuevos entornos regulativos de los sistemas de energía eléctrica. Para ello será necesario analizar primero la situación de la distribución y los distintos enfoques actuales dados a la regulación de la calidad en diferentes países.

Se quiere proponer una regulación conceptual adaptada a la nueva situación. Para ello será necesario analizar los aspectos teóricos más importantes de una regulación. Esta propuesta pretende conseguir llevar el sistema hasta un nivel de calidad óptimo desde un punto de vista social. Es decir, teniendo en cuenta los costes de inversión necesarios para conseguir un determinado nivel de calidad y los costes que supone la falta de calidad para los clientes y la sociedad. Esta regulación debe permitir realizar la actividad de distribución con una rentabilidad “razonable”, y reducir los costes globales del cliente que incluyen la tarifa que paga por el servicio y los costes que le ocasiona la falta de calidad.

Es importante también que la regulación propuesta pueda tener en cuenta la evolución histórica del sistema de distribución así como su situación actual. Basándose en la propuesta de regulación conceptual, se propondrá una implantación práctica para el caso español, inmerso en estos momentos en una remodelación completa de la regulación de su sistema de energía eléctrica, y más particularmente de la distribución.

Esta regulación debe apoyarse en herramientas de análisis de la calidad y de las inversiones en mejora de la calidad que permitan adaptarla en la práctica a la situación real de nivel de calidad y posibilidades de evolución futura. Es importante tener en cuenta el análisis coste/beneficio de la calidad del servicio, desde el punto de vista de la sociedad.

Para ello se ha considerado necesario desarrollar un método de análisis de la calidad donde se pueda modelar cualquier medida de mejora de la misma. Es importante que sea sensible a todas ellas, para poder realizar análisis comparativos de posibles inversiones con su coste asociado. Este método debe dedicar una especial atención al efecto de los equipos de seccionamiento y señalización que se suelen utilizar para mejorar la continuidad del suministro en los alimentadores radiales.

El desarrollo de un método de estas características implica modelar adecuadamente los elementos que componen la red de distribución, con las características que afecten a la calidad del servicio tales como su tasa de fallos. Habrá que buscar un compromiso entre el nivel de detalle y la velocidad de cálculo. Una parte importante del análisis estará en el estudio topológico de las redes que permitan determinar zonas con características comunes, caminos desde fuentes de alimentación hasta las cargas, etc.

Este método de análisis de la calidad podrá utilizarse para desarrollar herramientas que permitan a las Distribuidoras operar en el nuevo entorno regulativo, optimizando las posibilidades de inversión de que

dispongan. Se plantean por tanto también métodos de optimización de inversiones para la mejora de calidad que tengan en cuenta el nuevo marco regulativo.

Finalmente se pretende plasmar estas herramientas en una aplicación informática que pudiese integrarse dentro del sistema de gestión de la red de una empresa eléctrica de distribución.

3. Estructura de la tesis

El documento de tesis está dividido en siete capítulos donde se describe todo el trabajo desarrollado y los resultados obtenidos, y un apéndice donde se recoge información adicional que, sin ser estrictamente necesaria para el seguimiento y la comprensión del trabajo presentado, puede resultar útil para un lector interesado en profundizar en alguno de los temas tratados.

El capítulo 2 describe qué se entiende por calidad del servicio. Se recogen todas las características y propiedades de la calidad del servicio tal y como habitualmente se trata en la literatura internacional, así como los índices que suelen utilizarse para medirla. Se ha dividido la calidad del servicio en sus tres aspectos básicos: continuidad del suministro y calidad de la onda que recogen todas las características técnicas del producto electricidad, y la calidad de atención comercial que engloba todo el resto de los aspectos relacionados con el negocio del suministro de electricidad. Se han descrito índices utilizados para cuantificar cada aspecto de la calidad, cuáles son los orígenes de la falta de calidad y todos los agentes involucrados en la misma.

En el Capítulo 3, se presenta una revisión internacional de las regulaciones de calidad. Se han elegido los países revisados en función del interés de su regulación de calidad, así como por su esquema de remuneración. Los países elegidos han sido Argentina, Chile, Inglaterra y Gales, Francia y Noruega, además de describir una propuesta de la Distribuidora de Nueva York (NYSEG) por la originalidad del planteamiento. También se describe con un mayor detalle la evolución histórica del tratamiento de la calidad en España, y la situación actual. Este capítulo permite introducirse en los métodos más comunes utilizados a la hora de regular la calidad, al mismo tiempo que sienta las bases para discutir los aspectos teóricos de la regulación.

El capítulo 4 recoge la propuesta de regulación de calidad así como todos los desarrollos teóricos que la justifican. Primero se describe la evolución del marco retributivo de la actividad de distribución, desde una remuneración basada en los costes reconocidos hacia una remuneración basada en el servicio ofrecido, del tipo limitación de precios o de ingresos. Estos tipos de remuneración incentivan la reducción de costes, lo que hace necesario una regulación explícita de la calidad del suministro, especialmente de la continuidad del suministro, al estar directamente relacionada con el nivel de inversión y la política de operación y mantenimiento de la Distribuidora.

Se presenta una regulación de calidad conceptual que cumple los objetivos teóricos de una buena regulación: adecua la remuneración de la distribución al nivel de calidad ofrecido al mismo tiempo que permite llevar ese nivel de calidad hacia el óptimo social; reparte los beneficios de reducción de costes entre las Distribuidoras y los clientes; garantiza un mínimo de calidad a todos los clientes.

Para apoyar esta propuesta, se desarrolla la teoría asociada al nivel óptimo de calidad de un sistema de distribución de energía eléctrica, de forma que se minimice el Coste Social Neto (CSN) de la calidad. Este CSN es la suma de dos variables: los costes de inversión de la Distribuidora para alcanzar el nivel óptimo de calidad; y los costes sufridos por los clientes en ese nivel de calidad. Se proponen métodos para conseguir determinar estos costes. Para solucionar uno de los principales problemas de su cálculo, se propone una división del mercado servido en tres tipos de zona: urbana, semiurbana y rural. Esta división permite calcular los costes de inversión de la Distribuidora de forma más precisa y coherente, teniendo en cuenta las particularidades de las redes de distribución en cada tipo de mercado. Se comprueba también que cada tipo de zona sigue un mismo patrón de nivel de calidad, con lo que se pueden establecer objetivos de calidad diferentes para tipo, pero uniformes dentro de cada uno de ellos. Más concretamente, se propone un método para calcular el nivel de calidad asociado a las inversiones actuales en la red de Distribución en cada tipo de zona, nivel que se llama nivel de calidad de referencia.

Se describen dos métodos de incentivos/penalizaciones para la regulación propuesta. El primero, basado en índices de sistema, adecua la remuneración global de la distribución con el nivel de calidad ofrecido, al mismo tiempo que permite llevar la calidad del sistema a su nivel óptimo. El segundo, basado en índices individuales, garantiza un nivel mínimo de calidad a todos los clientes. Estos dos métodos combinados consiguen que se cumplan todos los requisitos de una buena regulación de calidad anteriormente enumerados.

Basándose en todo lo anterior, se propone una implantación práctica de la regulación de calidad adaptada a la legislación actual española. Esta regulación utiliza los dos mecanismos explicados anteriormente, en dos etapas. La primera permite a las Distribuidoras adaptarse a la nueva situación, para poder controlar la calidad ofrecida a cada cliente en la segunda y definitiva etapa.

En el capítulo 5, se presenta un método original para el cálculo predictivo de los índices de fiabilidad de un alimentador en el que se pueden modelar todas las acciones de mejora de la calidad. Para ello se presenta primero el modelo elegido de la red de distribución, discutiendo su estructura, los elementos que la componen y los índices básicos de continuidad que se quieren determinar. Se revisan los distintos métodos matemáticos posibles de evaluación de la fiabilidad, así como los métodos aplicados generalmente al problema de la fiabilidad en las redes de distribución. Se desarrolla el método de análisis de fiabilidad propuesto basándose en los procesos continuos de Markov combinados con la teoría de los sistemas serie y la utilización de técnicas aproximadas de duración y frecuencia.

Se integra en este método de análisis el modelado de las distintas acciones de mejora posibles de forma realista y precisa. Para ello se propone una división del tiempo de reparación teniendo en cuenta el proceso típico seguido por las Distribuidoras para buscar, aislar y reparar los elementos averiados en los alimentadores radiales de distribución. Se presenta toda la formulación asociada para poder calcular los índices básicos de fiabilidad utilizando esta extensión, habiéndola formalizado mediante la utilización de matrices que recogen toda la información necesaria de los alimentadores. Gracias a este nuevo método, se puede analizar la influencia de los distintos parámetros de la red en los índices de fiabilidad del alimentador, así como el efecto de las distintas acciones de mejora y en qué situaciones son las más adecuadas.

En el capítulo 6, se presentan distintos métodos de optimización, adaptados a solucionar las necesidades de, por un lado, el regulador y, por otro lado, las Distribuidoras. El Regulador quiere poder trazar la curva óptima de mejora de calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora, y calcular el nivel óptimo de calidad de un sistema de distribución. Las Distribuidoras quieren optimizar sus inversiones en el nuevo entorno regulativo. Se presentan dos métodos de optimización originales adaptados a los problemas anteriores, basados en heurísticos de búsqueda directa local. Estos métodos de optimización se han implantado en herramientas informáticas. Estas herramientas permiten por un lado al Regulador calcular el nivel óptimo de calidad, y diseñar los incentivos que lleven a las Distribuidoras a invertir hasta el nivel óptimo de calidad; permiten por otro lado a las Distribuidoras maximizar los beneficios de sus inversiones en calidad en el nuevo entorno regulativo.

El capítulo 7 recoge las principales conclusiones y resultados del trabajo realizado, así como las aportaciones originales de esta tesis. Termina proponiendo futuras líneas de investigación para continuar con el tema tratado.

En el apéndice A, se describe la formalización matemática mediante cálculo matricial del método de análisis de fiabilidad propuesto en el capítulo 5.

CAPÍTULO 2

CALIDAD DEL SERVICIO

1. Introducción

Los aspectos que componen lo que se viene llamando calidad del servicio eléctrico son los siguientes:

- Calidad del suministro: engloba todos los aspectos técnicos del suministro de electricidad, y últimamente se denomina también calidad del producto electricidad. Históricamente se ha venido dividiendo en:
 - Continuidad del suministro (existencia de tensión de alimentación).
 - Calidad de la onda de tensión (forma de la onda y perturbaciones asociadas).
- Calidad de atención comercial: engloba todos los aspectos de atención al cliente, como pueden ser la contratación del suministro, la facturación, la resolución de quejas, etc.

La continuidad del suministro es el aspecto de calidad más inmediato y evidente. Es el que más se ha estudiado y sobre el que más se ha escrito, generalmente llamándose fiabilidad del suministro [Allan 94-b, Billinton 84]. Hasta no hace demasiado tiempo, era el único aspecto relevante de la calidad del servicio. A medida que los países se han ido desarrollando, se han alcanzado unos niveles de

continuidad del suministro cada vez más aceptables y más aceptados por los clientes, sobre todo en zonas urbanas o de gran consumo. Pero también han aparecido equipos que han inyectado cada vez más perturbaciones en la red (ordenadores, convertidores, etc.) [Hingorani 95, Reason 95, Douglas 94], y que además son más sensibles (susceptibles) a esas mismas perturbaciones u otras ya existentes en la red. Debido a ello, el aspecto de calidad de la onda suministrada está teniendo cada vez más importancia.

La calidad de la atención comercial está apareciendo también con fuerza, pero por otros motivos. Este aspecto no es exclusivo al suministro de electricidad, sino que en toda la sociedad existe una mayor exigencia sobre la calidad de atención comercial. Este proceso de transformación se ve amplificado en el suministro de electricidad, al ser tradicionalmente un negocio monopolista en el que no había ningún incentivo para una buena atención comercial. El proceso de liberalización de los mercados eléctricos le está dando un protagonismo añadido, al crearse la figura de las comercializadoras en las que recaerá esta función.

1.1. Índices de calidad

Otro aspecto relevante de la calidad del servicio es la forma de medirla. Para ello se utilizan los índices de calidad. No existe un índice que sea capaz de medir la calidad total, incluyendo todos sus aspectos. Ni siquiera se dispone de un único índice para cada una de las tres divisiones de la calidad del servicio presentadas anteriormente. Es necesario medir cada característica de interés con algún índice asociado. Esto conlleva la existencia de multitud de índices de calidad, cada uno especializado en algún aspecto concreto o perturbación. Por otro lado, dependiendo de la utilización que se quiera hacer del índice, se puede calcular en modo histórico o en modo predictivo:

- En modo histórico, estos índices se calcularán utilizando estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa y a partir de los datos de funcionamiento del sistema eléctrico durante un periodo de tiempo en el pasado. Permite evaluar la calidad de servicio proporcionada y realizar análisis comparativos/tendencias.
- En modo predictivo, se calculan los valores medios y/o máximos esperados, obtenidos a partir de modelos de fiabilidad aplicados al sistema eléctrico en un tiempo especificado en el futuro. Permiten establecer objetivos ligados al tipo de red, identificar puntos débiles, realizar análisis alternativos de expansión de red, evaluar el impacto de nuevas inversiones en calidad. Los datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.

Los índices definidos en la mayor parte de los reglamentos o recomendaciones revisados, están referidos al comportamiento del sistema desde un punto de vista global, en contraposición a los niveles de calidad que observa individualmente un usuario o cliente final. De esta forma es posible distinguir:

- Índices individuales de clientes, que reflejan el nivel de calidad que experimenta un cliente particular.
- Índices de sistema, que reflejan el comportamiento medio o en percentiles de la calidad del servicio en el sistema, definido éste como una red, zona de servicio, región, etc., donde se suministra energía eléctrica. Estos índices de sistema suelen ser medias ponderadas de los índices individuales de calidad de los clientes de la zona considerada.

Es muy importante saber por tanto qué se está midiendo y cómo, ya que cualquier apreciación, regulación o estudio de los niveles de calidad obtenidos en una red están sujetos a los índices elegidos y a sus particularidades. Hasta ahora y debido a limitaciones técnicas, el medir la calidad mediante índices individuales y llevar estadísticas al respecto resultaba impensable. Por tanto, los índices de sistema han sido los más utilizados [Warren 91, Billinton 89-a]. Sus principales ventajas e inconvenientes son:

- Ventaja: capacidad para representar la calidad del servicio ofrecido por un sistema de forma compacta y fácilmente asimilable. Es importante ser capaz de medir la calidad global de un sistema.

Inconveniente: al ser una media de índices individuales, puede *esconder* bolsas de clientes con niveles de calidad muy inferiores a la media, que podrían considerarse como inaceptables en una regulación de la calidad.

Actualmente, es posible medir la calidad mediante índices individuales. De hecho, en algunos países ya se están midiendo los niveles de calidad obtenidos para cada cliente [Argentina 92]. Sus principales ventajas e inconvenientes son:

Ventaja: se mide la calidad que obtiene cada cliente. Esta calidad no se difumina en el sistema, sino que es exactamente la que se recibe cada uno por separado.

Inconveniente: se necesita una infraestructura y unos medios mucho mayores para medirlos y controlarlos que para los índices de sistema.

1.2. Agentes

En un sistema eléctrico participan diversos agentes, todos ellos relacionados de alguna forma con la calidad del servicio. Estos agentes van desde el productor de electricidad, hasta el cliente final, pasando por todos los intermediarios. A continuación se les enumera y define:

- **Productor:** agente que produce energía eléctrica y la vierte a la red. Se encarga de construir, operar y mantener las centrales de producción.
- **Transportista:** agente propietario de la red de transporte de energía eléctrica desde los puntos de producción hasta los puntos de distribución (líneas de alta tensión). En muchos casos, el transportista tiene además las funciones del operador del sistema.
- **Operador del sistema:** agente que se encarga de mantener, operar y planificar la red de transporte.
- **Distribuidor:** agente que distribuye físicamente la energía eléctrica a todos los clientes finales, tomándola del transportista. Se encarga de mantener, operar y expandir la red de distribución (líneas de media y baja tensión).
- **Cliente:** agente que consume electricidad.
- **Comercializador:** agente que comercializa energía eléctrica. Hasta ahora, las actividades de distribución y comercialización eran realizadas por un mismo agente, pero las nuevas regulaciones tienden a separar las dos actividades. El comercializador se encarga de todos los aspectos comerciales del suministro de electricidad: compra por un lado de electricidad a los productores y venta al cliente final, con el que firmaría un contrato de suministro de energía eléctrica. Por supuesto, la energía eléctrica le llegaría al cliente final a través de la red de transporte y la red de distribución del distribuidor local, pero el cliente no tendría por qué tener ningún contacto con el transportista o el distribuidor. El comercializador debe encargarse de llegar a un acuerdo con ambos, teniendo garantizado el acceso a las redes de transporte y distribución.
- **Administración:** es la autoridad competente en el ordenamiento de los sistemas eléctricos, ya sea el estado a través del ministerio correspondiente o las Comunidades Autónomas en lo que les compete.
- **Regulador:** ente que regula el sistema eléctrico, diseña las reglas del mercado eléctrico y vigila su cumplimiento. En algunos casos, el Regulador y la Administración son el mismo agente, y en otros el Regulador se constituye aparte con cierta independencia frente al estado. El nivel de independencia y sus atribuciones dependen de la legislación correspondiente. En España se creó la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE), un órgano independiente con funciones mayoritariamente consultivas [BOE 97].

Además de estos agentes pertenecientes al sistema eléctrico, existen otros llamados agentes externos al sistema que pueden influir en la calidad del mismo: esencialmente entidades normativas de calidad y los fabricantes de dispositivos eléctricos.

2. Continuidad del suministro

La continuidad del suministro hace referencia a la existencia o no de tensión en el punto de conexión. Hasta hace muy poco, era el único aspecto de la calidad del servicio considerado importante. En la literatura técnica, se describe como fiabilidad del suministro y es el aspecto de calidad del servicio sobre el que más se ha escrito [Allan 93, Allan 88, Allan 84, IEEE 78, Billinton 72].

Cuando falla la continuidad del servicio, es decir cuando la tensión de suministro desaparece en el punto de conexión, se dice que hay una interrupción del suministro. La definición exacta según la norma UNE-EN 50160 [UNE-EN 50160], es que existe interrupción del suministro cuando la tensión esté por debajo de 1% de la tensión nominal en cualquiera de las fases de alimentación. Cada interrupción de suministro viene caracterizada por su duración. En continuidad, únicamente se tienen en cuenta las interrupciones largas, es decir de más de tres minutos². Las interrupciones breves, o menores de tres minutos, se consideran un problema de calidad de onda, ya que son debidas a la operación de los sistemas de protección de las redes: reenganches rápidos debidos a faltas transitorias o fugitivas, operación de aislamiento de tramos con falta, etc. Las interrupciones largas de suministro en cambio suelen necesitar de la reparación de algún elemento defectuoso de la red o, al menos, la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la tensión.

2.1. Origen de las interrupciones largas

En una primera aproximación, se puede dividir el sistema eléctrico en generación, transporte y distribución, y ver la influencia de cada parte en la continuidad del suministro. Las interrupciones pueden ser debidas a una falta de generación: puede no haber un parque de generación suficiente, lo que supone dejar sin alimentación una parte de la demanda. Esta situación puede darse en países en vía de desarrollo, con un fuerte crecimiento de la demanda y sin haber realizado las inversiones a largo plazo. Otra posible causa puede ser la baja disponibilidad de las centrales, provocando una falta de generación para cubrir toda la demanda. En cualquier caso, estas situaciones son muy poco probables en países desarrollados, donde el parque generador suele estar sobredimensionado. Las nuevas regulaciones, y sobre todo la nueva tendencia de liberalización de la generación abre ciertas incógnitas sobre como va a evolucionar el parque de generación.

El transporte también puede provocar interrupciones largas. Pero se ha invertido mucho en el estudio de la fiabilidad de las redes de transporte y su protección frente a faltas. La razón es que una falta en la red de transporte puede afectar a una zona muy amplia de suministro, pudiendo ser muy grande el daño causado. Estas faltas pueden provocar apagones generales. Al ser redes malladas, generalmente suelen diseñarse las redes de transporte con un criterio N-1 (e incluso N-2), es decir, capaces de soportar el fallo de un elemento de la red (o de dos) sin problemas.

La distribución es donde se genera la mayoría de las interrupciones del suministro. Dependiendo del país y del momento de la toma de datos [Allan 94-b, PEN 91, Billinton 89-a, CEA 86], suele asignarse entre un 80% y un 95% de las interrupciones a la distribución, repartiéndose el restante 5-20% entre la generación y el transporte. Este porcentaje puede llegar hasta el 99%, tal y como indica la *Office of Electricity Regulation* (Oferta, ente regulador de Inglaterra y Gales) en su último informe sobre calidad del suministro del año 1996/1997 [Offer 97]. Históricamente, se ha estudiado y se ha invertido mucho menos en fiabilidad de la distribución que en fiabilidad de transporte. A ello han contribuido varias razones: primero, debido a la estructura de las redes de distribución, las faltas tienen un efecto muy local, lo que les resta importancia; segundo, y debido a lo mismo, las inversiones para la mejora de la continuidad en distribución, aunque individualmente son pequeñas, afectan a muy pocos clientes. Para conseguir mejorar

² En algunos países, entre ellos España, solían considerarse largas las interrupciones de más de un minuto. En normas europeas como la EN 50160, tras puesta a la normativa española como la norma UNE-EN 50160 [UNE-EN 50160], se ha ampliado a tres minutos debido a que los sistemas de protección de algunos países requieren más tiempo para su operación.

la continuidad a muchos clientes, son necesarias muchas pequeñas inversiones que se convierten en una inversión muy importante. Esta tesis se centra en el problema de continuidad de suministro en las redes de distribución.

Las interrupciones provocadas por fallos en el sistema de distribución tienen a su vez multitud de orígenes o causas distintas. Es interesante hacer una clasificación de las mismas que permita entender mejor las soluciones de mejora de la continuidad, así como posibles implicaciones a la hora de medir la calidad del servicio con fines regulativos o incluso meramente informativos. Es importante también a la hora de exigir responsabilidades sobre la falta de continuidad. A continuación se presenta una posible clasificación de las interrupciones largas en distribución por su origen (ver el resumen en la tabla 2.1). No se pretende que esta clasificación sea la única válida, sino que se quiere presentar una posible clasificación de las mismas.

La primera distinción que se propone es entre interrupciones programadas e imprevistas.

Interrupciones programadas:

estas interrupciones se distinguen de todas las demás, puesto que están previstas y por tanto los clientes afectados están avisados. De hecho, para ser consideradas previstas, deben ser avisadas con un tiempo mínimo de antelación a los clientes afectados, para que estos puedan tomar las medidas oportunas para minimizar el impacto de las mismas. Suelen producirse por motivo de mantenimiento de las líneas, nuevas instalaciones, etc.

Interrupciones imprevistas:

son todas las demás interrupciones. Son mucho más dañinas, puesto que los clientes no han podido tomar medidas específicas contra ellas. Para las interrupciones imprevistas, pueden enumerarse las siguientes causas: fuerza mayor, agentes externos, climatología, fallo de componentes, operaciones de la distribuidora, causas desconocidas, etc.

La asignación de las interrupciones a alguno de estos orígenes no siempre resulta sencilla. La primera razón es que muchas veces se desconoce la causa por la que ha existido una interrupción. La segunda es que no todo el mundo está de acuerdo con qué es un origen externo a la distribuidora, qué es fuerza mayor, etc., debido a las posibles implicaciones de responsabilidad que pudiese conllevar. En cualquier caso, una posible clasificación de los orígenes es la siguiente:

Origen desconocido:

aquí se incluyen todas las interrupciones cuya causa se desconoce. Suelen ser causas transitorias que no dejan rastro, pero que no han podido despejar las protecciones de las líneas ni los reenganches.

Climatología: este apartado incluye todas las interrupciones que tienen su origen en fenómenos climatológicos como rayos, viento, nieve, etc. que provoquen fallos o averías en componentes. También puede incluirse aquí la contaminación, la humedad, la corrosión salina en zonas cercanas al mar, etc.

Origen externo: en este apartado se incluyen todas las interrupciones causadas por agentes externos al sistema eléctrico: animales (pájaros, roedores, etc.), árboles, ramas, excavadoras, vehículos, personas. Todos ellos pueden provocar cortocircuitos, romper una línea, una torre, un cable, etc. De alguna forma, también puede considerarse en algunos casos como causa externa las interrupciones provocadas por el mal funcionamiento de las instalaciones de un cliente de la red.

Origen interno: en este apartado se incluyen todas las interrupciones causadas por agentes o elementos pertenecientes al sistema eléctrico: falsa maniobra, fallo de algún componente de la red, fallos de los sistemas de protección, fallo humano en la operación del sistema, sobrecarga del sistema, etc.

Fuerza mayor: este apartado es redundante con los anteriores, pero intenta recoger los casos extremos de climatología y causas externas: huracanes, terremotos, actos de terrorismo, etc. La frontera entre esta causa y las de climatología y causas externas varía según quién hace la clasificación. Incluso a veces se considera fuerza mayor a toda causa que deja sin suministro a una parte importante de los clientes servidos en una zona amplia. En [CEA 76], se propone considerar fuerza mayor cuando la interrupción afecta a más del 10% de los clientes de una distribuidora. EDF considera fuerza mayor, entre otras causas, a las interrupciones que afectan a más de 100.000 clientes [EDF 96].

El problema es que a veces, a pesar de detectar el origen directo de una interrupción como puede ser un elemento de la red averiado, no se conoce la causa de su avería: agente externo que lo ha estropeado, envejecimiento prematuro, mala operación, o sencillamente fin de vida del elemento. Todo ello complica la asignación de una interrupción a una casilla de la clasificación. También el caso de fuerza mayor es difícil de interpretar. Como ya se ha dicho anteriormente, este apartado es redundante con los demás, sólo que recoge los casos extremos. Una justificación de este apartado podría ser que la distribuidora podría invertir y tomar las medidas necesarias para paliar las demás causas de interrupciones, e incluso podría exigírsele que lo hiciera. Pero las causas de fuerza mayor implican unos medios en algunos casos inalcanzables y en cualquier caso injustificables del punto de vista económico, sobre todo teniendo en cuenta su baja probabilidad. Por tanto puede justificarse de alguna forma la ausencia de responsabilidad de la distribuidora en esos casos. El problema está en determinar la frontera entre fuerza mayor y causa “normal”.

Tabla 2.1 Clasificación de las interrupciones en la red de distribución según su origen.

Interrupciones previstas	Son las interrupciones programadas por la distribuidora, y avisadas con un mínimo de antelación a los clientes afectados.	
Interrupciones imprevistas		
	Generación	Cuando no hay suficiente generación para cubrir la demanda
	Transporte	Fallo en la red de transporte que provoque interrupciones en la red de media o baja tensión
	Origen desconocido	Cuando no se detecta ningún fallo: suelen considerarse interrupciones transitorias
	Climatología	Rayos, viento, etc.
	Origen interno	Fallo de elementos, falsa maniobra, etc.
	Origen externo	Excavadora, pájaro, personas, etc.
Fuerza mayor	Terrorismo, terremoto, etc.	
	Son todas las demás interrupciones: no estaban previstas ni avisadas	

2.2. Índices de continuidad

Los índices de continuidad intentan medir la fiabilidad del suministro, es decir, el número de veces que se ve interrumpido el suministro, y durante cuánto tiempo. Cualquier índice de continuidad recoge esos dos datos, pero los puede interpretar de muchas formas muy distintas, llegando a resultados de lo más dispares según a qué aspecto de la continuidad del suministro se le da más importancia: puede darse más importancia al número de interrupciones que a la duración de las mismas, puede valorarse más la cantidad de potencia instalada interrumpida que el número de clientes interrumpidos, etc. Debido a la importancia del índice elegido de cara a una posible regulación de la continuidad del suministro, en los siguientes apartados se describen los índices más utilizados. Se presentan por un lado los índices individuales y por otro los índices de sistema.

Pero no sólo tiene importancia el índice utilizado, sino la forma de calcularlo. Aunque las definiciones de los distintos índices de continuidad tienen una aceptación importante en el ámbito internacional, la forma de calcularlos puede diferir sustancialmente. Por ejemplo, uno de las diferencias son los criterios utilizados para decidir qué interrupciones se contabilizan. En el apartado anterior se ha visto una clasificación de las interrupciones según su origen. Es frecuente no tener en cuenta las interrupciones previstas, o incluso no tener en cuenta las interrupciones ocurridas en circunstancias particulares. Concretamente, en [Warren 91] se recoge un estudio en Estados Unidos que indica las siguientes diferencias al contabilizar las interrupciones para el cálculo de índices de continuidad:

- 30% de las compañías distribuidoras calculan sus índices separando las faltas debidas a tormentas de las demás.
- 20% separan las interrupciones previstas.

A la hora de elegir el índice, no sólo hay que fijarse en qué aspecto de la continuidad se está recogiendo o se le está dando más importancia, sino también hay que tener en cuenta qué interrupciones se quieren contabilizar.

2.2.1. Índices individuales de cliente

Cada cliente tiene sus propios índices individuales que miden la calidad que ha recibido. Este nivel de calidad únicamente refleja la calidad de su suministro particular, independientemente de la calidad que hayan podido tener los demás clientes de su entorno. Los índices individuales de clientes representan un avance significativo en la regulación de la calidad, ya que enfocan el problema desde el punto de vista del consumidor de la electricidad, en línea con la Directiva 85/374/CEE del Consejo de Comunidades Europeas [CEE 85], que define la electricidad como un producto que ha de tener las mismas garantías para el comprador que cualquier otro producto de mercado. Los índices de calidad de cada cliente recogen el número de veces que es interrumpido, y el tiempo que está sin suministro. Las variables de continuidad individuales básicas son por tanto:

- Número de interrupciones.
- Duración de cada interrupción.

A partir de las variables básicas anteriores es posible elaborar los índices individuales de continuidad propiamente dichos. Los más habituales son:

- Número de interrupciones (int./periodo).
- Duración media de interrupciones (h/int.): media de las duraciones de las interrupciones registradas.
- Duración total de las interrupciones (h/periodo): suma de las duraciones de todas las interrupciones del periodo considerado.
- ENS, Energía No Suministrada (kWh/periodo): existen distintos métodos para estimar la energía no suministrada, ya que no es posible medirla. Puede utilizarse la última medida realizada y extrapolarla, utilizar curvas de carga típicas por tipos de cliente, etc.

Al ser la climatología una de las causas de las interrupciones, se suele tomar un periodo de un año para incluir las distintas estaciones en un mismo periodo y no tener variaciones en el índice debidas al periodo en el que se mide. Este efecto estacional afecta mucho más a las líneas aéreas, expuestas a los distintos fenómenos meteorológicos del tipo rayos, viento, etc. Las líneas subterráneas (núcleos urbanos principalmente) no suelen tener este problema, teniendo la climatología poca incidencia en el número de interrupciones. En algunos casos [Argentina 92], el periodo se reduce a seis meses por cuestiones de regulación.

Aunque en la actualidad sea posible medir la calidad individual de cada cliente, sigue siendo muy caro. La solución adoptada en Argentina, único país hasta ahora donde se ha desarrollado una regulación basada en índices individuales, es calcular estos últimos basándose en medidas en los centros de transformación de media tensión a baja tensión (CT) y en la topología de la red para ver los clientes afectados [Argentina 92].

2.2.2. Índices de sistema

Los índices de sistema reflejan el comportamiento medio o en percentiles de la continuidad del suministro en el sistema, siendo éste una región, una zona, etc. que engloba un cierto número de clientes. Estos índices suelen ser una media ponderada de los índices individuales de los clientes afectados. Generalmente, al igual que para los índices individuales, suele utilizarse dos índices: uno para medir el número de interrupciones, y otro para medir la duración de estas interrupciones. Es importante recalcar que estos índices no son los que ve directamente cada cliente, sino es una medida del estado medio de calidad de la zona considerada. Por tanto, puede haber clientes en una zona con una buena calidad del sistema que tengan una calidad muy mala.

Estos índices de sistema han sido y siguen siendo los más utilizados para medir la continuidad del suministro. En el ámbito internacional, tomando como referencia la literatura técnica anglosajona [Warren 91, Billinton 89-a, Billinton 84, CEA 76], existe bastante consenso en su definición. En España también se han definido o adaptado al entorno español algunos índices, como se recogía en el Real Decreto sobre la Calidad del Servicio de la Energía Eléctrica 1075/1986 que no llegó a aplicarse [BOE 86], o en el informe del grupo de trabajo sobre calidad de servicio del comité de distribución de UNESA [UNESA 89].

Para el cálculo de los índices de sistema son necesarios los registros de incidencias o interrupciones, el número de los clientes suministrados y afectados, la potencia conectada y afectada, etc. Según se ponderen o se basen en datos de clientes, de carga, etc., estos índices se pueden clasificar como:

- Índices basados en clientes.
- Índices basados en potencia.
- Índices basados en energía.

Índices basados en clientes

- Número de Interrupciones por Abonado: NIA (int./año)

$$NIA = \frac{\text{suma de interrupciones por abonado}}{\text{número total de abonados}} = SAIFI \quad (2.1)$$

Es el promedio de interrupciones de un cliente del sistema. En los dos foros españoles mencionados anteriormente, se llama abonado a lo que en esta tesis se llama cliente. Este índice es aplicable en todos los niveles de tensión. En algunos casos se ha denominado FIE (Frecuencia de Interrupción equivalente).

Índice anglosajón equivalente: *SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)*.

- Tiempo de Interrupción Equivalente en Baja tensión: TIEB (min/año).

$$TIEB = \frac{\text{suma de duraciones de int. a abonados de BT}}{\text{número total de abonados de BT}} \approx SAIDI \quad (2.2)$$

En algunos casos, se le denomina TIEBT. Son los minutos que el abonado medio ha estado sin servicio en el período considerado. Este índice sólo es aplicable a abonados de baja tensión, aunque podría extenderse a todos los clientes como su equivalente anglosajón *SAIDI*.

Índice anglosajón equivalente: *SAIDI (System Average Interruption Duration Index)*

Diferencias: TIEB se refiere únicamente a clientes en baja tensión y mide el tiempo en minutos mientras que *SAIDI* incluye a todos los clientes y mide el tiempo en horas. En algunos casos se utiliza la denominación TIE (Tiempo de Interrupción Equivalente) como equivalente español al *SAIDI* anglosajón.

Los índices anglosajones *SAIFI* y *SAIDI* juntos son los más utilizados internacionalmente. El primero mide la frecuencia y el segundo la duración de las interrupciones. En España en cambio no se han utilizado mucho.

- Índice de Indisponibilidad o de Interrupción del Suministro: IIS (%)

$$IIS = \frac{\text{suma de minutos de int. a abonados}}{\text{número total de minutos demandados}} 100 \approx (1 - ASAI)100 \quad (2.3)$$

Es el porcentaje de minutos de servicio interrumpidos sobre el total de los minutos de servicio demandados.

Índice anglosajón complementario: *ASAI* (*Average Service Availability Index*).

Diferencias: IIS está en porcentaje, mide el tiempo en minutos y mide la indisponibilidad mientras que *ASAI* está en tanto por uno, mide el tiempo en horas y mide la disponibilidad (complementario de la indisponibilidad).

A continuación se describen dos índices anglosajones (*CAIFI* y *CAIDI*) que no tienen exactamente equivalente español, pero que son utilizados con cierta frecuencia internacionalmente.

- *Customer Average Interruption Frequency Index: CAIFI* (int./año)

$$CAIFI = \frac{\text{n}^\circ \text{ total de interrupciones a clientes}}{\text{n}^\circ \text{ total de clientes afectados}} \quad (2.4)$$

Frecuencia de interrupciones que padecen los clientes interrumpidos del sistema. Obsérvese que *CAIFI*, calculado para un año, se centra en la frecuencia de las interrupciones de aquellos clientes que han sido afectados por alguna interrupción a diferencia de *SAIFI* (NIA) que promedia la frecuencia de interrupciones para todos los clientes, hayan sido o no afectados. De esta forma *CAIFI* permite caracterizar la importancia de los problemas del grupo de clientes afectados por interrupciones, y comparado de año en año, las tendencias de mejora o empeoramiento.

- *Customer Average Interruption Duration Index: CAIDI* (h/int.):

$$CAIDI = \frac{\text{suma de las duraciones de interrupciones a los clientes}}{\text{n}^\circ \text{ total de interrupciones a clientes}} \quad (2.5)$$

Representa la duración media de una interrupción a un cliente. El grupo de trabajo de UNESA define un índice similar (Tiempo Medio de Duración de las Interrupciones: TMDI) que mide en minutos el tiempo medio de una interrupción. Pero no tiene en cuenta el hecho de que una interrupción puede tener distintas duraciones para distintos clientes.

Índices basados en potencia

- Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada: TIEPI (h).

$$TIEPI = \frac{\text{potencia instalada interrumpida (kVA) por las horas interrumpidas}}{\text{potencia total instalada}} \approx ASIDI \quad (2.6)$$

Representa el tiempo equivalente en horas de haber interrumpido a toda la potencia instalada. Éste es el índice más utilizado en España hasta ahora. El Plan Energético Nacional [PEN 91] lo utiliza para fijar unos objetivos de calidad para el año 2000. Los criterios más utilizados para su cálculo son calcularlos para cada provincia, separando interrupciones previstas e imprevistas. Suele referirse a la potencia instalada en media tensión.

Índice anglosajón equivalente: *ASIDI* (*Average System Interruption Duration Index*)

Diferencias: TIEPI se refiere a la potencia instalada y *ASIDI* habla de potencia conectada, pudiendo existir diferencias de criterios para su cálculo.

- Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada: NIEPI (int.).

$$NIEPI = \frac{\text{potencia instalada interrumpida (kVA)}}{\text{potencia total instalada}} \approx ASIFI \quad (2.7)$$

Representa el número de interrupciones de toda la potencia instalada equivalente. Es un índice que ha cobrado importancia en estos últimos años en España al verse la necesidad de medir de alguna forma el número de interrupciones además de su duración. Por ello se ha propuesto este índice más recientemente por UNESA [UNESA 95-a].

Índice anglosajón equivalente: *ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)*

Diferencias: de la misma forma que en el índice TIEPI, NIEPI se refiere a la potencia instalada y *ASIFI* habla de potencia conectada, pudiendo existir diferencias de criterios para su cálculo.

Además de estos índices, en el Real Decreto se define un índice equivalente al IIS, pero referido a la potencia instalada en vez de a los clientes (IIS), y UNESA propone un índice equivalente al TIEPI, pero referido a la potencia demandada (TIEPED).

- Índice de indisponibilidad de la potencia instalada en cada provincia: IIS (ratio).

$$ISS = \frac{\text{potencia instalada interrumpida (kVA) por las horas interrumpidas}}{\text{potencia total instalada (kVA) por horas totales del periodo}} \quad (2.8)$$

- Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Demandada: TIEPED (min).

$$TIEPED = \frac{\text{potencia demandada interrumpida por los minutos interrumpidos}}{\text{potencia total demandada}} \quad (2.9)$$

Es el tiempo en minutos que no se ha podido alimentar la potencia demandada en la zona. Este índice es aplicable a MT y AT.

Índices basados en energía

Estos índices, al basarse en un parámetro no mensurable, implican una estimación del mismo. Por ello, según el método de estimación utilizado puede variar mucho. En estos casos es importante por tanto definir ese método si se quiere utilizar con fines regulativos.

- Energía No Suministrada: ENS (kWh):

$$ENS = \text{suma de energías no suministradas en todas las interrupciones} = ENS \quad (2.10)$$

Es importante definir el método de estimación de la energía no suministrada en cada interrupción. Este índice se utiliza mucho, tanto para planificación como con fines regulativos.

Índice anglosajón equivalente: *ENS (Energy Not Supplied)*

Además, en la literatura anglosajona se definen los siguientes índices de energía referidos también al número de clientes del sistema:

- *Average System Curtailment Index* (kWh/clientes):

$$ASCI = \frac{\text{suma de energías no suministradas en todas las interrupciones}}{\text{nº total de clientes}} \quad (2.11)$$

- *Average customer curtailment index*:

$$ACCI = \frac{\text{suma de energías no suministradas en todas las interrupciones}}{\text{nº total de clientes afectados}} \quad (2.12)$$

Otros índices (útiles para análisis predictivos de fiabilidad)

- Interrupciones por 100 km de Red: IKR (int./100km)

$$IKR = \frac{\text{número de interrupciones}}{\text{Longitud total de las líneas del sistema en km}} \times 100 \quad (2.13)$$

En la literatura se definen más índices, pero los anteriores son suficientemente representativos de las alternativas existentes.

Dependiendo en qué aspecto se desee poner énfasis se elegirán unos u otros índices para representar la continuidad del suministro del sistema. Los índices basados en clientes serán más fáciles de interpretar por estos últimos, aunque pueden inducir a confusión, ya que se trata no de índices individuales que el cliente tendrá, sino del promedio de nivel de continuidad que experimentarán los clientes del sistema. Por

otro lado los índices de potencia serán de utilidad para clientes con potencias significativas. Los índices basados en energía necesariamente han de hacer suposiciones en cuanto a la energía no suministrada, ya sea por proyecciones de la energía consumida en el momento de la interrupción, por registros históricos de consumo, o por curvas de demanda típicas (al menos para los clientes domésticos).

En cualquier caso es importante tomar índices que tengan en cuenta la frecuencia y la duración de las interrupciones, con objeto de medir la continuidad en sus dos aspectos básicos.

Para cualquier índice que se mida con carácter histórico es necesario establecer procedimientos de registro sistemático de las incidencias de continuidad, así como disponer de las bases de datos necesarias para determinar los clientes afectados y demanda interrumpida. En la tabla 2.2, se presentan datos de continuidad en distintos países europeos del año 1987, recogidos en un estudio realizado por UNIPEDE [UNIPEDE 88]. Puede verse cómo el tipo de redes y los niveles de calidad obtenidos son diferentes de un país a otro. Una de las razones de esas diferencias que propone el estudio de UNIPEDE es la diferencia de densidades de clientes por kilómetro cuadrado, y la proporción de redes subterráneas y aéreas. En la tabla 2.3, se presenta la evolución del índice TIEPI en España en los últimos años.

Tabla 2.2 Índices de continuidad del suministro en distintos países europeos de 1987.

País		min./año SAIDI	Int./año SAIFI	min./int. CAIDI	Clientes/km ²
Holanda	<i>urbano</i>	15	0,26	58	150
	<i>rural</i>	34	0,43	79	
	<i>total</i>	27	0,37	73	
Alemania	<i>urbano</i>	7	0,33	20	120
	<i>rural</i>	54	1,2	45	
Gran Bretaña		67	0.72	92	102
Italia	<i>urbano</i>	120	2,5	48	90
	<i>rural</i>	300	5,0	45	
Francia	<i>urbano</i>	33	0,8	41	50
	<i>rural</i>	390	5,0	78	
Suecia	<i>urbano</i>	30	0,5	60	10
	<i>rural</i>	180	1,5	120	
Noruega		300	2.0	150	7

Tabla 2.3 Evolución del índice de sistema TIEPI del total nacional español en los últimos años.

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
TIEPI (horas/año)	6.65	5.61	5.46	4,76	3,73	3,58	3,36

3. Calidad de la onda

La calidad de la onda hace referencia a la onda de tensión suministrada y las perturbaciones asociadas a la misma. Engloba prácticamente todas las perturbaciones de origen técnico, salvo las interrupciones largas de suministro que quedan bajo el apartado de continuidad del suministro o fiabilidad y que ya se ha descrito en el apartado anterior. Las características ideales de la onda de tensión son una forma de onda

senoidal, con amplitud y frecuencia determinadas e invariables, así como simetría de fases (en los sistemas trifásicos). Cuando estas características son alteradas variando sus condiciones ideales, se dice que la onda de tensión sufre perturbaciones. Un suministro con buena calidad de la onda deberá mantener estas perturbaciones dentro de unos límites aceptables. En la tabla 2.4, se presenta una clasificación de las perturbaciones que pueden afectar a las distintas características de la onda de tensión.

La compatibilidad electromagnética se define como la aptitud de los dispositivos, aparatos o sistemas para funcionar en su entorno electromagnético de forma satisfactoria y sin producir ellos mismos perturbaciones electromagnéticas intolerables para todo lo que se encuentra en su entorno. Las características que deben cumplir los dispositivos, aparatos o sistemas para ser compatibles se describen en unas normas internacionales donde también se describen las perturbaciones existentes en un sistema de distribución de energía eléctrica y los límites máximos de las mismas [CEI 90-a, CEI 90-b]. Basándose en estas normas, la CENELEC desarrolló la norma europea EN 50160, más tarde traspuesta como norma española UNE [UNE-EN 50160], que busca uniformizar en todo el territorio de la Unión Europea la electricidad definida como producto. Define a su vez las perturbaciones que pueden afectar al producto electricidad y propone unos límites máximos para las mismas.

Para la calidad de la onda, no se tiene por tanto gran cantidad de índices para medir la misma característica, tal y como ocurría en la continuidad del suministro. Cada perturbación tiene un índice asociado sobre el cual existe un importante consenso internacional. UNIPEDA ha publicado una guía de aplicación de la norma EN 50160 que describe exactamente cómo debe medirse cada una de las perturbaciones descritas [UNIPEDA 95].

Tabla 2.4 Perturbaciones asociadas a las características de la onda de tensión.

Característica de la onda de tensión	Perturbaciones asociadas
Frecuencia	Variaciones de frecuencia
Amplitud	Variaciones de la tensión suministrada
	Variaciones rápidas de tensión Parpadeo (flicker)
	Interrupciones breves de la tensión suministrada
	Huecos de tensión
	Sobretensiones temporales en la red entre fases y tierra
	Sobretensiones transitorias entre fases y tierra
Simetría de fases	Desequilibrios de la tensión suministrada
Forma de onda	Tensiones armónicas
	Tensiones interarmónicas
	Señales de información transmitidas por la red

3.1. Compatibilidad electromagnética

Existe consenso internacional en establecer unos niveles de compatibilidad en los diferentes ambientes electromagnéticos, niveles que posibiliten el adecuado funcionamiento de los equipos, tanto de aquellos que emiten las perturbaciones como de aquellos que son susceptibles a las mismas. Un ejemplo de ello lo constituye el caso de las perturbaciones que afectan a la onda de tensión en un sistema de distribución de energía eléctrica (armónicos, flicker, huecos, etc.).

Diversas asociaciones y entidades normativas (CEI, CENELEC, IEEE, UIE, CIGRE, etc.) han propuesto unos niveles de compatibilidad electromagnética (niveles CEM) para los distintos tipos de perturbación de la onda de tensión [CEI 90-b]. Estos niveles coordinan la aptitud de los equipos para

soportar unos niveles de perturbación, y los niveles de perturbación máximos que deben existir en la red. En la figura 2.1 se puede ver gráficamente. Por un lado se tiene la función de probabilidad de la inmunidad de los equipos, es decir qué probabilidad tienen de ser inmunes a un nivel de perturbación dado. Se considera que deben tener un 95% de probabilidad de ser inmunes al nivel de inmunidad fijado por los niveles CEM. De ello deben encargarse los fabricantes de equipos, con diseños aptos para funcionar con normalidad con esos niveles de perturbación. Y por otro lado se tiene la función de probabilidad del nivel de perturbaciones existente en el sistema. Se considera que debe haber un 95% de probabilidad de que las perturbaciones sean inferiores al límite de emisión fijado por los niveles CEM. En este caso deben controlarse todos los emisores de perturbaciones de forma que no se sobrepase ese límite en el sistema eléctrico.

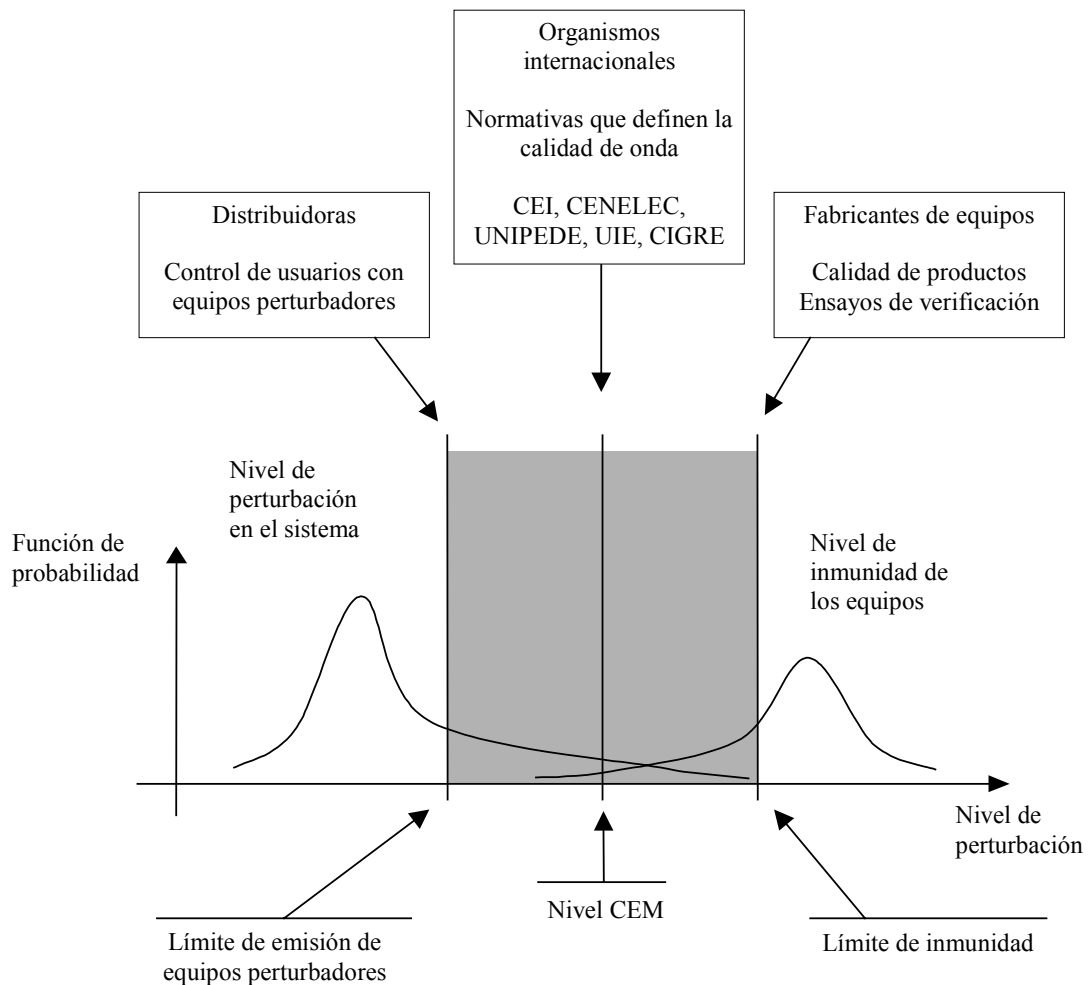


Figura 2.1 Niveles de Compatibilidad ElectroMagnética (niveles CEM).

Se utiliza el concepto de distribución de probabilidad debido al carácter altamente aleatorio de la mayoría de las perturbaciones existentes en un sistema. En el caso del suministro de electricidad, se considera imposible o con probabilidad cero suministrar un producto electricidad perfecto. Además, los niveles CEM consideran que los límites fijados deben cumplirse durante el 95% del tiempo, y en el 95% de los puntos de la red. Incluyen por tanto una componente aleatoria ligada no sólo al tiempo, sino también al espacio. Un cierto nivel de perturbación es inevitable, aunque sea mínimo. Sólo queda determinar cuál es el óptimo económicamente hablando, ya que serán necesarias inversiones ya sea para disminuir o controlar la emisión de perturbaciones, ya sea para elevar el nivel de inmunidad de los equipos.

3.2. Perturbaciones de la onda de tensión

En la normativa europea 85/374/EEC [CEE 85], se define la electricidad como producto. Y como tal, su suministro debe regirse por los mismos derechos y obligaciones que la distribución de cualquier otro producto comercial. Ello implica una descripción exacta del producto electricidad, con las propiedades que debe tener. La norma europea EN 50160 [UNE-EN 50160] define y 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. Para ello se basa en los niveles CEM, utilizando la misma clasificación de perturbaciones (ver tabla 2.4) y prácticamente los mismos límites para cada una de ellas. La diferencia más importante radica en que los niveles CEM hablan del entorno electromagnético del suministro de electricidad, tratándolo como un sistema: los niveles CEM deberían cumplirse en un 95% del tiempo, y en un 95% de los puntos. En cambio, la norma EN 50160 describe la electricidad suministrada a cada cliente individual: los niveles especificados deben cumplirse durante un 95% del tiempo, pero en todos los puntos de suministro.

A continuación se presentan las perturbaciones de la onda de tensión y los límites propuestos en la norma UNE-EN 50160 (norma española transpuesta de la norma europea). Además de estas perturbaciones, la norma también incluye las interrupciones largas de suministro, que en esta tesis se ha tratado por separado bajo el epígrafe continuidad del suministro.

Variaciones de frecuencia

La frecuencia del sistema debe ser de 50 Hz, medida como la media de los valores de frecuencia en un intervalo de 10 s. En sistemas síncronos interconectados, se permite una variación de $\pm 1\%$ durante el 95% del tiempo, y de $+4\%/ -6\%$ durante el 100% del tiempo. Estos límites son igualmente válidos en baja tensión como en media tensión.

La frecuencia no es una perturbación importante en los sistemas interconectados. Sobre todo no es un problema de la distribución del producto electricidad. La frecuencia es una variable controlada por el operador del sistema a través de la generación, ya que las desviaciones provienen de posibles desequilibrios instantáneos de la generación y la demanda. Los efectos negativos de esta perturbación son cambios de velocidad en máquinas rotativas, el mal funcionamiento de equipos que incorporen sincronizaciones, sobrecalentamientos, etc.

Variaciones de la tensión suministrada

El nivel de tensión de suministro de referencia en baja tensión debe ser de 230 V, medida como la media del valor eficaz en un periodo de 10 min. En sistemas con neutro, estos 230 V deben estar entre fase y neutro. En los sistemas sin neutro, debe haber 230 V entre fases. En media tensión, la tensión de referencia será la pactada entre el distribuidor y el cliente como tensión declarada de suministro. Las variaciones de la tensión suministrada hacen referencia a los valores que puede tomar la tensión durante periodos largos de tiempo. Los límites de variación en torno a la tensión de referencia, tanto en baja tensión como en media tensión, son de $\pm 10\%$ durante el 95% del tiempo (medido durante una semana).

Esta perturbación es debida principalmente al diseño de la red de distribución: líneas demasiado largas, cargas demasiado grandes para las líneas existentes, mal ajuste de los transformadores en regulación o con tomas, etc. También puede aparecer con variaciones de la carga total de la red de distribución o de parte de esa red. Esta perturbación puede provocar dificultades en arranques de motores y en cebados de lámparas de descarga, así como sobrecalentamientos, reducción de la vida útil de receptores, etc.

Variaciones rápidas de tensión

Se considera como variación rápida de tensión un cambio del valor eficaz de la tensión de alimentación dentro de los límites aceptados de nivel de tensión en poco tiempo. La norma no da unos límites a este tipo de variación. Únicamente indica que lo normal es que estos cambios no excedan en baja tensión un 5% aunque pueden llegar hasta un 10% en algunas circunstancias, y varias veces al día. Para media tensión, indican unas variaciones tipo usuales y posibles de 4% y 6% respectivamente. En el caso de que

la tensión resultante después del cambio sea inferior al 90% de la tensión de alimentación (límite de la variación de tensión suministrada), la perturbación es considerada como un hueco (ver más adelante).

El origen de esta perturbación son las conexiones o desconexiones de cargas importantes o la actuación de protecciones en otras líneas. Únicamente tiene algún efecto negativo cuando se produce de forma repetitiva o periódica, provocando el fenómeno visual de flicker o parpadeo (ver siguiente párrafo). Una variación rápida de tensión aislada no suele tener consecuencias negativas.

Flicker (parpadeo)

El flicker o parpadeo es una impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo. Las fluctuaciones de tensión provocan variaciones de luminancia del alumbrado, lo que produce el fenómeno ocular llamado flicker o parpadeo. Por encima de un cierto umbral, el flicker se vuelve molesto. Esta molestia aumenta rápidamente con la amplitud de la fluctuación. Para ciertas tasas de repetición, amplitudes incluso débiles pueden resultar molestas. Para medir el flicker, se ha diseñado el índice de severidad de largo plazo P_{It} (este índice se basa en el índice de severidad de corto plazo P_{st}) que necesita 2 horas de medición para poder calcularse [UNE-EN 60868, UNE-EN 868-0]. Este índice está diseñado de forma que el umbral de molestia se encuentra para la mayoría de las personas en un valor de 1 del índice de severidad de largo plazo. La norma establece como criterio que el índice P_{It} debe ser inferior a 1 durante el 95% del tiempo, medido durante un periodo de una semana, ya sea en baja o en media tensión.

Su origen es distinto de las variaciones rápidas de tensión. Suele ser provocado por cargas fluctuantes muy importantes: hornos de arco, soldadura por puntos (resistiva), motores con arranques frecuentes, laminadoras, molinos industriales, máquinas herramientas, etc. Y su efecto es el ya descrito de molestias visuales en los espacios iluminados con lámparas incandescentes, así como el mal funcionamiento de receptores de televisión, de ordenadores, de radares, etc.

Huecos

Se considera que existe un hueco cuando la tensión suministrada disminuye bruscamente por debajo del 90% de la tensión acordada y por encima del 1%, recuperándose al cabo de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 milisegundos a 1 minuto. Existen huecos complejos, compuestos por huecos simples que afectan a 2 ó 3 fases de un sistema trifásico. La norma tampoco propone un límite de número de huecos. Únicamente indica que puede haber desde algunas decenas hasta mil huecos al año, y que la mayoría son de menos de 1 s y menos del 60% de profundidad. UNIPEDA propone en su guía sobre la norma una definición de la duración de un hueco y de su profundidad, además de una clasificación de los distintos tipos de huecos en una tabla en función de estos dos parámetros [UNIPEDA 95].

El origen de los huecos son faltas en otras líneas, operación de los sistemas de protección, conexión de cargas, etc. Tiene los siguientes efectos negativos: mal funcionamiento de equipos electrónicos de control y protección, variación de la velocidad de motores o parada de éstos, inconvenientes derivados de rearranques de motores y máquinas, fallos y errores en procesos informáticos, apagado de lámparas de arco, etc.

Interrupciones breves

Se considera interrupción breve cuando la tensión en los puntos de suministro es inferior al 1% del valor de tensión acordado y dura menos de 3 minutos. Estas interrupciones son provocadas por defectos fugitivos despejados por los sistemas de protección con reposición del suministro, todo ello de manera automática. En España la duración de las interrupciones breves ha sido históricamente de 1 minuto, pero la norma UNE-EN 50160 ha adoptado 3 minutos debido a que algunos países europeos utilizan lógicas de despeje de faltas que necesitan de más tiempo. Como todas las perturbaciones debidas a faltas con alto componente de aleatoriedad, la norma únicamente indica valores indicativos: desde unas decenas a unas centenas al año. La mayoría no deberían exceder de 1 s.

El origen de las interrupciones breves es el mismo que el de los huecos: una falta fugitiva y la operación de los sistemas de protección en una línea provocan interrupciones breves en esa línea, y huecos en las líneas próximas. Su efecto también es similar, ya que son como un gran hueco: mal funcionamiento de equipos electrónicos de control y protección, parada de motores, inconvenientes

derivados de rearranques de motores y máquinas, fallos y errores en procesos informáticos, apagado de lámparas de arco, actuación indeseada de relés y contactores, etc.

Sobretensiones temporales

Son las sobretensiones temporales a la frecuencia de la red, entre fases y tierra, de valores significativos y duración relativamente larga en un lugar dado. La tensión suministrada conserva las características senoidales y de frecuencia habituales, pero con un valor de tensión mucho mayor. La norma únicamente propone un valor máximo indicativo. Estas sobretensiones no deberían sobrepasar típicamente 1,5 kV en baja tensión, y entre 1,7 y 2 veces la tensión declarada en media tensión según el tipo de neutro. Tampoco indican cuántas pueden ocurrir, ni dan un límite. A menudo, estas sobretensiones son consideradas huecos, ya que son lo mismo pero de signo contrario.

Se originan en faltas en la línea u otras líneas, en la operación de los sistemas de protección, en la desconexión de cargas, etc. Pueden quemar el aislamiento de equipos, o provocar malos funcionamientos.

Sobretensiones transitorias

Las sobretensiones transitorias, también llamadas impulsos de tensión, son fuertes y de muy corta duración (desde algún microsegundo hasta varios milisegundos). La norma tampoco da límites para el número de impulsos, ni su tamaño. Únicamente indica que no suele sobrepasar 6 kV de pico en baja tensión. Aconseja tomar precauciones suficientes para poder soportar este tipo de impulsos, teniendo en cuenta la energía que transporte. Distingue entre los impulsos debidos a rayos y los debidos a maniobras en las redes.

Estos impulsos son debidos sobre todo a los rayos que caen en la red, aunque también pueden ser debidos a la operación de los sistemas de protección. Su efecto es que pueden quemar componentes electrónicos en equipos conectados en ese momento.

Desequilibrios de la tensión suministrada

Se considera que hay un desequilibrio de la tensión suministrada cuando el valor eficaz de las tensiones de fases o los desfases entre fases no son iguales. Para medirlo se utiliza el valor eficaz (media del valor eficaz en periodos de 10 min) de la componente negativa de las tensiones trifásicas. Se considera a ésta como la componente dañina para los equipos conectados a la red. El valor de la componente negativa no debe superar el 2% de la componente positiva durante el 95% del tiempo, medido en periodos de 1 semana, ya sea en baja o media tensión. Aunque advierten que en áreas donde se distribuye con 1 fase o 2 fases, puede haber desequilibrios de hasta un 3%.

El origen está en cargas monofásicas importantes (unidades de tracción ferroviaria, hornos de inducción), cargas trifásicas desequilibradas, hornos de arco, distribución en 1 ó 2 fases, mala planificación de las cargas, etc. Tiene los siguientes efectos negativos: pares de frenado parásitos y sobrecalentamiento de máquinas rotativas, disminución capacidad de transporte, mal funcionamiento de equipos electrónicos de control y protección, fallos en la operación de rectificadores controlados, etc.

Tensiones armónicas

Son las tensiones senoidales cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación (50 Hz). Los armónicos se miden como la amplitud relativa de su valor eficaz (media del valor eficaz en periodos de 10 min) frente al de la frecuencia fundamental. Se consideran límites para cada armónico individual (ver tabla 2.5), y un máximo de un 8% para la tasa de distorsión armónica total, durante el 95% del tiempo. Estos límites son los mismos en baja y en media tensión, y debe cumplirse en periodos de 1 semana. Las ecuaciones de la tasa de armónico individual y de la tasa de distorsión armónica total son las siguientes:

$$\text{Tasa del armónico } n: \quad u_n(\%) = 100 \times \frac{U_n}{U_1} \quad (2.14)$$

$$\text{Tasa de distorsión armónica total:} \quad \text{THD}(\%) = 100 \times \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_n^2}}{U_1} = \sqrt{\sum_{n=2}^N u_n^2} \quad (2.15)$$

Las tensiones armónicas son causadas por las cargas conectadas a la red que demandan intensidades no senoidales. Entre ellas, se pueden encontrar cargas de uso industrial: convertidores de potencia (rectificadores), hornos de inducción, hornos de arco; y también cargas de uso doméstico: receptores TV, aparatos controlados por tiristores, lámparas fluorescentes. Las tensiones armónicas afectan negativamente a los equipos de control y protecciones, pueden provocar sobrecalentamiento de motores y condensadores, aumento de pérdidas, errores en la medición de energía eléctrica, interferencia con sistemas de telecomunicación, etc.

Tabla 2.5 Tasa máxima permitida por la norma EN 50160 para cada armónico individual.

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplos de 3		Múltiplos de 3		Orden de armónico	Tasa del armónico
Orden de armónico	Tasa del armónico	Orden de armónico	Tasa del armónico		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	6...24	0,5%
13	3%	21	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

Tensiones interarmónicas

Son las tensiones senoidales cuya frecuencia no es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación (50Hz). Se miden como la amplitud relativa de su valor eficaz (media del valor eficaz en periodos de 10 min) frente al de la frecuencia fundamental. La norma no propone ni siquiera niveles indicativos de lo que puede existir en la red. Los niveles CEM indican en cambio un límite de 0,2% para cada tensión interarmónica individual.

Son generadas por ciertas cargas que demandan intensidades no senoidales: convertidores de frecuencia estáticos, cicloconvertidores, cascada de convertidores subsíncronos, motores de inducción, soldadura por arco, hornos de arco, ruido de fondo, etc. Los interarmónicos perturban esencialmente el funcionamiento de los sistemas de transmisión de señales para telemando (110Hz a 500Hz).

Señales de información transmitidas por la red

En algunos casos se superponen señales a la tensión suministrada con objeto de transmitir información por la red general de distribución y a las instalaciones de los clientes. Estas comunicaciones se distribuyen en un ancho de banda que va desde 100 Hz hasta 150 kHz, según el tipo de señal. Para las señales de telemando centralizado, se utiliza el ancho de banda desde los 110 Hz hasta los 3 kHz; para las señales de onda portadora, se utiliza el ancho de banda desde los 3 kHz hasta los 150 kHz. La norma establece unos límites de valor de tensión eficaz de la señal (media de periodos de 3 s) en porcentaje del valor eficaz de tensión de suministro. Estos límites no deben ser sobrepasados durante el 99% del tiempo (medido en periodos de un día).

El único origen es el uso de las redes para comunicaciones. Su efecto es similar al de los armónicos, provocando perturbaciones radiadas o conducidas sobre receptores de radio o TV y teniendo influencia mutua con perturbaciones en la red provenientes de sistemas vecinos.

4. Atención comercial

La atención comercial es el aspecto de calidad del servicio eléctrico menos definido de todos. No se refiere a ningún aspecto del producto electricidad, sino de todo lo referente a la relación comercial entre el proveedor del producto y el cliente comprador del producto. No es por tanto exclusivo del suministro de electricidad y es una preocupación muy reciente en este campo. A este nuevo interés se une el hecho de que en la mayoría de los procesos de liberalización de los mercados eléctricos, se está planteando la posibilidad de crear la figura de las comercializadoras. La relación entre el cliente y su proveedor de electricidad cambiaría mucho, sobre todo en lo referente a la atención comercial.

La mayoría de los aspectos de la atención comercial no son específicos del suministro de electricidad. Los conceptos que se manejan son el de tiempo de espera para un cliente en una consulta telefónica, tiempo de resolución de quejas, información incluida en la factura, etc. No existe un consenso real en definir los aspectos más importantes de la atención comercial, ya que ha sido muy poco tratado hasta ahora desde un punto de vista regulativo. Además de estos aspectos, aparecen otros más técnicos y por tanto más específicos del suministro de energía eléctrica: tiempo de conexión de nuevos clientes, medición de los consumos (número de mediciones reales frente a estimadas), etc. Algunos de estos puntos dependen más de la Distribuidora que de la Comercializadora.

En cualquier caso, se pueden definir índices de atención comercial que tengan en cuenta cualquier aspecto que se considere importante. A continuación se presentan unos cuantos:

- Tiempo de espera medio para ser atendido por teléfono.
- Tiempo de espera medio para ser dado de alta.
- Porcentaje de peticiones o reclamaciones de clientes a las que se les responde inmediatamente con un acuse de recibo.
- Tiempo medio de resolución de reclamaciones.
- Número de veces que se estima el consumo en vez de ser verificado.
- Número de puestos de atención directa al cliente por número de clientes.
- Cantidad y claridad de la información aportada en la factura.

Existen muchos más índices que los aquí presentados. Además, tampoco existe consenso en cómo medir cada aspecto. Algunos índices se calculan en función del tiempo de medio de respuesta. También podría considerarse la posibilidad de tomar percentiles para medir exactamente el mismo aspecto de la calidad comercial: por ejemplo, el 95% de los clientes que llamen a la compañía deben ser atendidos en menos de 30 segundos.

La dificultad de determinar qué es la calidad de atención comercial, o más bien qué parte de la atención comercial es importante para los clientes podría explicarse por el hecho de que lo que realmente se persigue es la satisfacción del cliente con el servicio ofrecido. No hay un elemento objetivo que se puede mejorar o empeorar como puede ser la continuidad del suministro, sino muchos aspectos distintos a los que unos dan importancia y otros no, y viceversa. Se puede conseguir medir la percepción que tienen los clientes de la calidad del servicio ofrecido mediante encuestas apropiadas [Wacker 89-a]. Pero cualquier índice que mida la satisfacción del cliente con el servicio ofrecido sería muy discutible, sobre todo en situaciones de monopolio en donde la relación entre cliente y empresa suministradora no sigue los mismos patrones que en situación de competencia.

5. Conclusiones

En este capítulo se han presentado todos los aspectos relevantes de la calidad del servicio. Por un lado se ha descrito en qué consiste y cómo se mide. Se ha dividido la calidad del servicio en sus tres aspectos básicos: continuidad del suministro y calidad de la onda que recogen todos los características técnicas del producto electricidad, y la calidad de atención comercial que engloba todo el resto de los aspectos relacionados con el negocio del suministro de electricidad. Se han descrito índices utilizados para cuantificar cada aspecto de la calidad, cuáles son los orígenes de la falta de calidad y todos los agentes involucrados en la misma.

La primera conclusión que se puede sacar es que todos los agentes del sistema, e incluso algunos externos, participan en la consecución de un determinado nivel de calidad. Además, ese nivel de calidad nunca será perfecto, puesto que las causas que provocan falta de calidad son en gran medida aleatorias. Es necesario llegar por tanto a un compromiso y determinar qué niveles de calidad, o más bien qué niveles de falta de calidad, se consideran aceptables.

Aunque todos los agentes participen en la calidad, parece claro que el agente que más tiene que ver con la parte técnica es el Distribuidor. Gran parte de las perturbaciones tiene su origen en la red de distribución, y las que son originadas en las instalaciones de los clientes se propagan también por la red hasta llegar a los demás. A pesar de los numerosos procesos de liberalización en los sistemas de energía eléctrica, en ningún sitio se habla de liberalizar la distribución. Ésta sigue considerándose un monopolio natural³ [Mochón 87]. Y como tal monopolio, es necesario regularlo. La calidad del servicio conlleva un coste en el cual no incurriría si no es a través de regulaciones que controlen la relación servicio prestado/remuneración del servicio.

La parte de atención comercial depende casi exclusivamente de las Comercializadoras. Y aunque hasta ahora la práctica común era que las Distribuidoras y las Comercializadoras fuesen las mismas y, por tanto, estuviesen en situación de monopolio, la práctica totalidad de los procesos de liberalización están introduciendo competencia en este aspecto. En estos casos no tiene mucho sentido querer regular la atención comercial si no es en los aspectos más técnicos que dependen de la Distribuidora (que ella sí está en situación de monopolio).

En el siguiente capítulo se describen todos los aspectos importantes a la hora de diseñar una regulación de la calidad del servicio eléctrico, revisándose las regulaciones existentes internacionalmente. Se propondrá una posible regulación de la calidad del servicio, especialmente orientada a los aspectos técnicos de la calidad del servicio, ya que la atención comercial no necesitará ser regulada en los nuevos entornos. Se propondrán métodos para determinar el nivel de calidad al que sería bueno llegar, se justificará que ese nivel es óptimo para las necesidades de la sociedad, y se establecerán normas o reglas que permitan al regulador llevar el sistema hasta ese punto de calidad del servicio con una mínima intervención en el mercado de energía eléctrica.

³ [Mochón 87], pág. 174: "... Así, por ejemplo, los servicios locales del teléfono, electricidad, agua y gas, son ejemplos de monopolio natural porque los costes fijos de instalación de líneas telefónicas, de cables eléctricos, de tuberías para el agua y el gas son muy altos respecto a los costes variables. [...] En la base de un monopolio natural están pues, razones tecnológicas concretadas en estructuras de costes que permitan economías de escala, esto es, costes medios decrecientes, para niveles elevados de producción en relación con la demanda total del mercado."

CAPÍTULO 3

REVISIÓN INTERNACIONAL DE LAS REGULACIONES DE CALIDAD

1. Introducción

La sensibilidad de la sociedad frente a la calidad del suministro ha evolucionado mucho en los últimos años. Ya no sólo se considera el suministro de electricidad como una necesidad básica, sino que su calidad cobra cada vez más importancia. Las industrias dependen cada vez más del suministro de electricidad y además tienen cada vez más procesos sensibles a fallos en el suministro. Los clientes domésticos también dependen de la electricidad para muchas actividades del día a día: ascensores, agua caliente, aparatos domésticos, etc.

Por otro lado, los cambios en la regulación de los sistemas eléctricos y, más específicamente, en la regulación de los sistemas de distribución, están influyendo en el tratamiento de la calidad del servicio. Entre otras cosas, se está incentivando la eficiencia de las redes de distribución, vía reducción de costes. En el Capítulo anterior, se ha descrito la calidad del servicio eléctrico. El aspecto técnico de la misma tiene una relación directa con el nivel de inversión, y la operación y mantenimiento de las redes. Estos cambios regulativos pueden influir negativamente en el nivel de calidad ofrecido si no se controla ésta.

Esta evolución de las necesidades de la sociedad, junto con los cambios en la regulación de los sistemas de distribución han hecho que en algunos casos se esté modificando también la regulación de la calidad del servicio. Se ha llevado a cabo una revisión internacional de las regulaciones existentes de calidad del servicio. Esta revisión se realizó en el marco de un proyecto [Román 97] en el que el doctorando participó activamente. Se han elegido los países revisados desde el punto de vista de interés de su regulación de calidad. Se han elegido varios países que están inmersos o ya han acabado procesos de liberalización de su mercado de energía eléctrica, como son Inglaterra y Gales, Chile, Noruega y sobre todo Argentina. Se ha revisado también el caso opuesto como es el de Francia, donde todavía está todo integrado y centralizado en la compañía EDF. También se ha estudiado el caso de la compañía distribuidora de Nueva York (NYSEG), debido a una propuesta original para tener en cuenta los niveles de calidad obtenidos en la remuneración de la Distribuidora. El estado y la evolución de la regulación en España también se revisan. Este apartado acaba con un análisis comparativo de las distintas características de las regulaciones revisadas.

2. Argentina

La regulación de la calidad en Argentina es muy completa y la más ambiciosa de las revisadas. Regula todos los aspectos de la calidad: continuidad del suministro, calidad de la onda y atención comercial. La calidad pretende ser controlada individualmente.

2.1. Marco regulativo

Previamente a la liberalización, las principales compañías eléctricas, de propiedad pública, estaban verticalmente integradas (generación, transporte y distribución). Las empresas eléctricas operaban a través de concesiones nacionales, provinciales y municipales. Las principales deficiencias observadas en este sistema eran las siguientes: falta de estímulo a la eficiencia, estado de abandono del parque térmico por falta de mantenimiento, el sistema de tarificación no reflejaba los costes incurridos existiendo subvenciones cruzadas, y falta de cumplimiento de la reglamentación en cuanto a calidad y obligación del suministro. Asimismo, cabe destacar que los niveles de calidad de servicio en distribución eran bastante precarios.

Se decide privatizar las compañías eléctricas, previa segmentación de las mismas, creándose diferentes empresas de generación y de distribución. Se crea además la figura del Organismo Regulador (ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad). El marco actual está basado en la Ley 24.065 en la cual se promueve la competitividad en el negocio eléctrico, se modifica el sistema de tarificación, se hace hincapié en **la calidad del suministro al consumidor**, estableciéndose sanciones en caso de incumplimiento, y se sientan las bases para asegurar el abastecimiento de la demanda en el largo plazo. En la actualidad se ha establecido un sistema de libre competencia a nivel generación, mientras que el transporte y distribución se mantienen regulados, debido a su carácter de monopolios naturales.

La regulación de la distribución es del tipo limitación de precios, con un control exhaustivo de la calidad. Dicha labor de regulación es desarrollada por el ENRE que, creado al amparo de la mencionada ley, tiene entre otras funciones la labor de dictar reglamentos en materia de seguridad, protección

ambiental y **calidad del servicio**. En su estructura orgánica figura el área operativa de control, que entre otras tareas tiene a su cargo el control de la calidad de servicio y la atención de las reclamaciones de los usuarios. La regulación de la calidad fue incluida en el documento de la privatización de las compañías eléctricas, como requisito que cumplir [Argentina 92].

2.2. Calidad del servicio

Los puntos fundamentales de los que consta el procedimiento de control de la calidad del servicio de las compañías distribuidoras en Argentina según [Guidi 96] son:

Responsabilidad de la Distribuidora

Las compañías distribuidoras, que incluyen la función de comercialización, son responsables del nivel agregado de calidad de servicio, por lo que deben tener en cuenta y prever la fiabilidad a nivel generación, transporte y distribución. Por ello, las distribuidoras toman un papel muy activo en las propuestas de refuerzos de red de transporte y de construcción de nuevos grupos generadores. Asimismo, las distribuidoras tienen la posibilidad de realizar contratos a largo plazo, con objeto de garantizar el suministro.

Aspectos regulados de la calidad del servicio

Estos son los aspectos de la calidad de servicio en los cuales las compañías distribuidoras están sujetas a regulación:

- Calidad del producto técnico suministrado (calidad de la onda).
Los aspectos controlados son nivel de tensión, flicker, armónicos y variaciones lentas de tensión.
- Calidad del servicio técnico prestado (continuidad: frecuencia y duración de las interrupciones).
En este apartado se controlan únicamente las interrupciones de duración mayor de tres minutos.
- Calidad del servicio comercial (atención comercial).
Se controla el tiempo de conexión de nuevos usuarios (entre 5 y 30 días de límite), la utilización de la facturación estimada (debe ser inferior al 8%), la respuesta y resolución de errores de facturación y la atención de quejas: la Distribuidora debe remitirlas al ENRE junto con la solución adoptada en un plazo inferior a diez días.

Establecimiento de penalizaciones

El sobrepaso de los límites fijados para cada aspecto controlado da lugar a penalizaciones a las Distribuidoras que serán abonadas a los usuarios afectados. Estas penalizaciones están pensadas de forma que se incentiven lo suficiente a las Distribuidoras a invertir para evitarlas. Es decir la penalización debe ser mayor que el coste de inversión necesario para evitar el incumplimiento de los límites.

En el caso de la continuidad del suministro, las penalizaciones se basan en una estimación de la ENS. Esta estimación es bastante completa, utilizando cuando están disponibles las curvas de demanda del cliente afectado, consumos medios anuales, etc. La penalización es lineal con la ENS, con coeficientes que varían desde 1 US\$/kWh hasta 2,71 US\$/kWh según el nivel de tensión de conexión del cliente y la etapa de la regulación (ver apartado a continuación).

Este sistema de penalizaciones crea una frontera claramente definida en los niveles fijados para cada perturbación. Por debajo de ese nivel, las Distribuidoras se ven penalizadas con una cuantía superior al coste de inversión para alcanzar ese nivel y, por otro lado, no hay ningún incentivo a invertir más allá de ese nivel de calidad. No existe ninguna modulación de la remuneración basada en los niveles de calidad medios ofrecidos.

Etapas de la regulación

La regulación de la calidad del servicio en Argentina se ha establecido de forma gradual a través de 2 etapas diferentes, además de una etapa preliminar. En la etapa preliminar el regulador y la compañía establecen los mecanismos de control de la calidad. En la siguiente etapa (denotada como 1) se contempla el seguimiento de la calidad del servicio a través de índices de fiabilidad del sistema. En la última etapa (denotada como 2) se prevé el uso de índices individuales asociados a los consumidores finales.

En la etapa preliminar de un año de duración no hay penalizaciones. Sirve para adecuar los mecanismos de control y seguimiento que se van a utilizar en las siguientes etapas. Es debido a que esta regulación se implanta al mismo tiempo que se privatizan las Distribuidoras. Es un periodo de adaptación para los nuevos propietarios y gestores de las Distribuidoras.

La etapa 1 de tres años de duración controla la calidad del suministro mediante índices de sistema. En cuanto a la calidad de la onda, únicamente controla el nivel de tensión. Para la continuidad del suministro, mide el número de interrupciones y la duración total de las mismas en MT utilizando índices de sistema. Estos índices son FMIK y TTIK: Frecuencia Media de Interrupciones y Tiempo Total de Interrupciones por kVA nominal instalado; y FMIT y TTIT: Frecuencia Media de Interrupciones y Tiempo Total de Interrupciones por Transformador. Los dos primeros son similares a los TIEPI y NIEPI utilizados en España. Para cada índice, se fija un límite máximo por semestre cada vez más severo a medida que transcurre la etapa (consta de 3 subetapas). Se distinguen entre interrupciones debidas a distribución y debidas a generación y transporte, cada unas con su propio límite. En el caso de sobrepasarse ese límite, la penalización en que incurre la Distribuidora se reparte entre los clientes afectados por el sobrepaso, utilizándose la base de datos de la estructura de la red para determinar quienes son esos clientes.

La segunda y última etapa supone un cambio cualitativo importante. No sólo controla más aspectos de la calidad de la onda (flicker, armónicos) sino que pasa a controlar la calidad del suministro a cada cliente. Se fijan unos límites de número de interrupciones y duración total de las interrupciones para cada cliente, distinguiéndose entre clientes de AT, MT y BT. Los niveles de calidad alcanzados para cada cliente se calculan mediante la base de datos de contingencias de la red y la base de datos de la estructura de la red. En la tabla 3.1, se presentan los niveles garantizados de continuidad del suministro para cada cliente, por encima de los cuales la Distribuidora tendrá una penalización, y el cliente una indemnización.

Tabla 3.1 Niveles individuales garantizados de continuidad del suministro en la regulación Argentina.

		Número de interrupciones (int./semestre)	Duración de las interrupciones (horas/semestre)
Clientes AT		3	2
Clientes MT		4	3
Clientes BT	Grandes	6	6
	Pequeños		10

Sistema de control

El regulador del sistema lleva a cabo un adecuado control del grado de cumplimiento por parte de la compañía distribuidora de los niveles de calidad exigidos a través de:

- Informes semestrales
- Bases de datos de suministros y de contingencias

Para la continuidad del suministro, se monitorizan generalmente las interrupciones en media tensión: salidas de los transformadores AT/MT, alimentadores MT, o incluso salidas de los transformadores MT/BT. En algunos casos, se realizan muestreos estadísticos de los centros de transformación. Para determinar los índices de continuidad individuales (utilizados en la última y definitiva etapa), se deducen a partir del esquema de la red y del análisis de las interrupciones. De esta forma también se puede estimar la ENS para el cálculo de la penalización si procede.

Resultados obtenidos

La experiencia adquirida en el transcurso de la primera etapa pone de manifiesto una mejora significativa de los índices de calidad controlados, teniendo en cuenta las graves deficiencias en calidad de servicio que existían. En el primer semestre de aplicación de la etapa 1 se observaron niveles de calidad significativamente peores a los exigibles. En el resto del transcurso de esta etapa, los índices de calidad de las distribuidoras se situaron por encima de los exigidos por el ENRE, a pesar de que el nivel de exigencia ha aumentado a través del transcurso de las 3 subetapas que integran la etapa 1. El 76% de las penalizaciones correspondieron a deficiente continuidad del suministro, el 19% a deficiente calidad de la onda, y el 5% a falta de calidad en el aspecto de la atención al cliente.

3. Chile

Chile, al privatizar y liberalizar en cierto modo su mercado en el año 1982, ha sido el país pionero en la desregulación de los mercados de energía eléctrica. Es importante ver la evolución que ha tenido el tratamiento de la calidad en un mercado de tipo competitivo como éste, así como el esquema de remuneración de la distribución en el que se desenvuelve.

3.1. Marco regulativo

Como ya se ha comentado anteriormente, Chile fue el primer país en implantar un entorno de competencia en un mercado de energía eléctrica, en el año 1982 [Minería 82]. Los objetivos planteados con esta nueva regulación eran un funcionamiento eficiente del sistema eléctrico, reflejar al cliente la estructura real de los costes del servicio ofrecido y evitar la discriminación, según el destino de los consumos.

Para conseguir estos objetivos, se implantó el siguiente esquema de mercado: separación de las actividades de generación, transporte y distribución; introducción de un mercado libre de generación; contratación libre del proveedor de energía para los clientes de más de 2 MW; acceso libre a las redes de transporte y distribución mediante el pago de un peaje. El servicio de distribución se regula mediante una concesión territorial, por considerarse un servicio público con características de monopolio natural. Las distribuidoras están obligadas a conectar a cualquier cliente que lo solicite dentro de su territorio de concesión, y a permitir el acceso de terceros a la red.

Los clientes de menos de 2 MW tienen un precio regulado. Este precio tiene una componente de generación-transporte basada en los precios de nudo y un Valor Agregado de la Distribución (VAD) que se calcula cada cuatro años. El cálculo del VAD es interesante para entender el tratamiento de la calidad. Este coste se basa en los siguientes principios:

- Zonificación según la densidad de consumo. En un principio, se dividió en tres zonas tipo, aunque actualmente existen cinco.
- Evaluación de los costes incurridos por una empresa modelo eficiente para cada tipo de zona, basada en una empresa real.

Para esta evaluación, se utilizan los Valores Nuevos de Reemplazo de las instalaciones, proporcionados por las compañías distribuidoras, así como sus costes de explotación y las pérdidas incurridas. Con estos datos, el regulador por un lado, y las compañías por otro, encargan a consultoras independientes la realización de un estudio de los costes de una *empresa modelo* eficiente que ofreciese ese mismo servicio. El valor definitivo del VAD se obtiene ponderando los resultados obtenidos en ambos estudios.

3.2. Tratamiento de la calidad

Se ha aprobado muy recientemente, con fecha de 10 de septiembre de 1998, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos [Chile 98], que incluye un capítulo dedicado a la regulación de la calidad del servicio. Antes de la publicación de este reglamento, la única norma vigente sobre calidad de servicio era del año 1935, y se refería a los límites máximos de variación de tensión permitidos. Hubo una propuesta de reglamento [Chile 94] que no se llegó a aprobar por diversos motivos; esa propuesta no era sólo un reglamento de la calidad de suministro, sino que toca otros aspectos como las tarifas etc., además de que al parecer los niveles propuestos eran demasiado restrictivos para el estado real de la calidad en Chile. Esta situación era sorprendente para un sistema pionero en lo que se refiere a regulación del sistema eléctrico. La falta de regulación de calidad del servicio ha conllevado problemas en la determinación de la remuneración de las Distribuidoras, así como niveles bajos de calidad. Por supuesto, las compañías distribuidoras tenían sus normas internas para dar una calidad de servicio razonable, sobre todo teniendo en cuenta que uno de los pocos motivos de rescisión de la concesión de distribución es el dar un servicio deficiente en extremo. Pero a pesar de ello, ha habido varios cerros de tensión en el sistema interconectado central, provocados por fallos de mantenimiento en algunas instalaciones. Este hecho deriva fundamentalmente de la situación de monopolio de la que disfrutaban las compañías surgidas de la privatización, sin control efectivo sobre los niveles de calidad ofrecidos hasta ahora.

En cualquier caso, en [Minería 82] se hace mención de la calidad del servicio, y se introducen algunos conceptos que vale la pena comentar:

- El distribuidor, a diferencia del caso argentino, es únicamente responsable de la calidad de la distribución: no serán responsabilidad suya los fallos debidos a generación y transporte. Esto se lleva hasta el extremo de que la distribuidora ni siquiera es responsable de que haya suficiente energía para cubrir su demanda. En los términos de la concesión, no se contempla la obligatoriedad de suministro, sino de conexión. El estado se hace responsable de que siempre haya suficiente potencia instalada para cubrir la demanda: no hay que olvidar que el mercado de generación es de libre competencia.
- En [Minería 82] se asocia el precio regulado de distribución a una calidad estándar de suministro, dejando la definición de esa calidad estándar y de los límites de variación máximos permitidos a los reglamentos por desarrollar. Durante todo el periodo transcurrido hasta ahora, el que todavía no se hubiese aprobado ningún reglamento ha tenido importantes consecuencias: el cálculo del VAD debe estar asociado a una calidad concreta; al no estar esta calidad definida, se ha dejado al criterio de las consultoras independientes decidir estos niveles, con los consiguientes roces entre los agentes involucrados. Se ha revisado ya tres veces el VAD desde la implantación de este esquema de mercado en 1982 (se revisa cada cuatro años), y las divergencias entre los cálculos de la consultora contratada por el regulador y los de la consultora contratada por las compañías son cada vez mayores, debido a la diferencia de criterios empleados.
- Sólo se plantea una mejor calidad que la estándar vía contratos del cliente con la distribuidora. Hay que recordar que los clientes de más de 2 MW pueden contratar su energía libremente.

El nuevo reglamento aprobado debería servir para corregir los problemas detectados hasta ahora, aunque todavía es pronto para valorar su efecto. Los aspectos principales de este nuevo reglamento se recogen a continuación.

Responsabilidad de la Distribuidora

A pesar de que en [Minería 82] se dice que la Distribuidora no es responsable del suministro, sino de la conexión, en el Reglamento aprobado se obliga a las Distribuidoras a tener cubierta la demanda para los próximos tres años y, en caso de no poder cumplir con esta obligación, informar al Ministerio en un plazo de 30 días. De lo que sí es responsable la Distribuidora es de la calidad del servicio ofrecido a los clientes finales.

Uno de los aspectos de la calidad que se propone controlar es la calidad de la onda en prácticamente todos sus aspectos. Para poder cumplir con estas obligaciones, se establecen unos límites de inyección de perturbaciones a la red por parte de los clientes, y se establecen los procedimientos necesarios para que las Distribuidoras puedan controlar que se respeten esos límites.

Aspectos regulados de la calidad del servicio

Estos son los aspectos de la calidad de servicio en los cuales las compañías distribuidoras están sujetas a regulación:

- **Calidad de la onda.**
Se proponen controlar prácticamente todos los aspectos de la calidad de la onda, aunque únicamente se proponen valores límite concretos para el nivel de tensión, frecuencia, flicker, armónicos y variaciones lentas de tensión. Los valores límite propuestos para el flicker y los armónicos son similares a los descritos en [UNE-EN 50160]. Los demás aspectos (desequilibrios, interrupciones breves, huecos, etc.) quedan pendientes de nuevos reglamentos o normas dictadas posteriormente.
- **Continuidad del suministro: frecuencia y duración de las interrupciones de más de tres minutos.**
Se propone controlar la continuidad del suministro individual y de sistema. Para la continuidad del suministro individual, se establecen límites para el número de interrupciones y el tiempo total de interrupción (ver tabla 3.2) que incluyen las interrupciones programadas. Estas a su vez tienen un límite. Para la continuidad de suministro del sistema, se controlan los índices propuestos en la regulación argentina FMIT, FMIK, TTIT y TTIK (ver apartado 2.2 de este mismo capítulo), con los límites indicados en la tabla 3.3.
Se menciona la posibilidad de definir valores límite distintos para los clientes y zonas rurales, pero se deja a una futura norma tanto los valores como la definición de qué es un cliente o una zona rural.
- **Atención comercial.**
Se propone controlar el tiempo de conexión de nuevos usuarios, la utilización de la facturación estimada, la respuesta y resolución de errores de facturación y la atención de quejas. Pero no se especifican valores límite. También se obliga a realizar encuestas anuales que midan la satisfacción del cliente con respecto a la calidad del servicio ofrecido.

Tabla 3.2 Valores límite de continuidad para índices individuales en Chile.

	Número de interrupciones (interrupciones/año)	Duración total de las interrupciones (horas/año)
Clientes AT	Según norma de transporte y generación	
Clientes MT	14	10
Clientes BT	22	20

Penalizaciones

En el caso de incumplimiento de alguno de los límites fijados para cada aspecto de la calidad del servicio, el Ministerio puede sancionar a las Distribuidoras. Pero no se especifica cómo se calculan esas sanciones, ni si intentarán guardar la relación con la calidad del servicio ofrecida y su coste. Esta relación está fijada a partir de ahora a través del cálculo del VAD, ya que la remuneración de las Distribuidoras está ligada al nivel mínimo de calidad exigido.

Tabla 3.3 Valores límite de continuidad para índices de sistema en Chile.

FMIK (~NIEPI) (interrupciones/año)	TTIK (~TIEPI) (horas/año)	FMIT (interrupciones/año)	TTIT (horas/año)
3,5-5	13-18	5-7	22-28

Sistema de control

La calidad del servicio ofrecida se medirá según dos métodos:

- Medición de la calidad individual ofrecida a un cliente concreto en caso de ser necesario.
- Determinación de la calidad del servicio del sistema mediante mediciones en una selección estadística de un conjunto de puntos de la red.

Las Distribuidoras deben informar de la continuidad media esperada en sus redes, especificando el número de interrupciones medias y su desviación típica, la duración media de cada interrupción y su

desviación típica, así como la duración total de las interrupciones que puede sufrir un cliente. Además, deben informar al Regulador sobre todas las quejas recibidas por sus clientes y cómo las ha resuelto, y entregar los resultados de las encuestas anuales.

Con estos informes, el Regulador crea una lista de las Distribuidoras por orden de mérito según los resultados obtenidos, lista que publica junto con los resultados.

4. Inglaterra y Gales

4.1. Marco regulativo

El caso inglés constituye uno de los ejemplos de privatización llevada a cabo en el sector eléctrico. Dicha privatización ha venido acompañada de la introducción de elementos de competencia (a través del mercado *spot* de la energía: *Pool*) y de importantes cambios estructurales. El negocio eléctrico es regulado por la Oficina Reguladora (OFFER). Actualmente, existen 4 áreas de negocio diferenciadas: el servicio de distribución (*Distribution*), la comercialización (*Supply*, la cual incluye los servicios de acceso de terceros a la red), la generación y la operación del sistema y transporte de energía eléctrica (en este caso, estas dos últimas funciones están juntas en un mismo agente).

En lo referente al servicio de distribución, hay que destacar que dicho servicio está separado del correspondiente a la comercialización. Actualmente el mecanismo de remuneración de las distribuidoras es tal que dicha remuneración crece con la energía distribuida.

4.2. Tratamiento de la calidad

En primer lugar cabe destacar que en el Reino Unido las distribuidoras únicamente son responsables de la calidad del suministro dentro de sus propias redes, es decir, no son responsables de garantizar el volumen de generación necesario para abastecer a la demanda, a diferencia del caso argentino. La normativa existente sobre calidad de servicio está muy orientada hacia los aspectos de atención al cliente, existiendo únicamente una normativa técnica sobre planificación en lo referente a la continuidad del suministro.

Esta normativa es la “*Engineering Recommendation P.2/5*” [ACE 79]. Es una norma de planificación de la distribución establecida en 1978, mucho antes de la privatización. Posteriormente dichas normas han sido incluidas en las licencias de suministro que se concedieron a las empresas distribuidoras con la privatización. Está enfocada a la planificación de la red de distribución con un nivel de fiabilidad adecuado, considerando un horizonte de tiempo en el largo plazo. Como excepción, permite una aplicación menos exigente de esta normativa en determinadas áreas, por dificultad del suministro (en especial en algunas zonas de Escocia). El único añadido al control de la continuidad del suministro es la publicación de tablas comparativas de índices de continuidad por compañía (SAIFI y SAIDI) por parte del regulador del sistema (OFFER). Es una forma de introducir cierta competencia entre las Distribuidoras.

Los aspectos de atención al cliente son considerados bajo la normativa “*Standard of Performance*”, la cual contiene las pautas que deben seguir las Distribuidoras en cuanto a niveles mínimos garantizados de atención a cada cliente individual (*guaranteed standards*), así como una serie de objetivos que reflejan de

manera global la bondad de la gestión de la compañía en lo referente a su relación con el consumidor (*overall standards*).

En caso de incumplimiento de los niveles mínimos garantizados, se establecen penalizaciones económicas, las cuales serán abonadas a los consumidores afectados. Dichas penalizaciones oscilan entre 20 y 100 libras, dependiendo del aspecto no cumplido y del tipo de cliente. Los aspectos regulados de esta forma son: tiempos máximos de reposición del servicio para diferentes tipos de averías, tiempo de preaviso de interrupciones programadas, tiempo de conexión de nuevos usuarios, atención a quejas, tiempo de corrección de errores de medición y facturación, y tiempo máximo en resolver problemas de niveles de tensión.

Dentro de los objetivos generales de calidad (*overall standards*), se controlan diversos aspectos que no sólo son de atención comercial. Por ejemplo, el porcentaje de carga reconectada después de una falta en un determinado tiempo, o el porcentaje de clientes con deficiencias en los niveles de tensión cuyos problemas deben ser corregidos en un determinado tiempo. También se controlan aspectos como el número de lecturas anuales de contadores, etc. El incumplimiento de estos objetivos no está sujeto a penalizaciones, pero los resultados obtenidos son publicados por OFFER, para así introducir cierta competencia por comparación entre compañías, por motivos de imagen.

Además de esto, OFFER también publica encuestas a los consumidores sobre el grado de satisfacción del servicio que reciben de la compañía, como medio de presión para que ésta mejore sus niveles de calidad de servicio. Paralelamente, las compañías deben informar al cliente al menos una vez al año sobre el grado de cumplimiento de los niveles de calidad. Asimismo, se contempla el establecimiento de un compromiso de calidad en cada revisión de tarifas.

Resultados obtenidos

En Inglaterra existe un elevado grado de satisfacción del consumidor con el nivel de calidad de servicio que recibe. El sistema de control de la calidad, muy enfocado a aspectos de la atención al cliente, sólo “monitoriza” un determinado número de servicios que presta la distribuidora al cliente. Es debido a que en los países industrialmente desarrollados, el nivel de calidad técnica del suministro es considerado generalmente aceptable, mientras que la atención comercial ha sido descuidada debido a las situaciones de monopolio. No está claro que esta situación siga igual con el cambio regulativo. Una crítica al actual sistema de control de calidad radica en que los estándares actuales no diferencian entre tipos de consumidores. Esto quedó de manifiesto en la encuesta MORI, en la cual se comprobó la existencia de varios tipos de clientes, con diferentes exigencias en cuanto a niveles de calidad requeridos [MORI 93]. Será importante también observar la evolución de los aspectos técnicos de la calidad del servicio en esta nueva regulación.

5. Francia

El sector eléctrico en Francia está concebido como un servicio público el cual es desempeñado por la empresa estatal EDF (*Électricité de France*) en régimen de monopolio.

Desde el punto de la calidad, EDF lleva unos años implantando planes de mejora de la calidad sobre todo en entornos rurales. Estos planes se refieren sobre todo a reducción de la longitud de las líneas de MT, enterrar líneas aéreas, etc. Pero además de estos aspectos de planificación de las inversiones, EDF ha creado un tipo de contrato nuevo, el contrato *ÉMERAUDE* [EDF 96], que incluye el control de ciertos aspectos de calidad del servicio. Este contrato establece con los clientes que lo suscriban un compromiso de calidad de servicio en aspectos tanto de continuidad del servicio como de calidad de la onda. Estos compromisos son distintos según sean los clientes de MT (< 63 kV, excluyendo niveles de tensión domésticos: se denotan como HTA) o de AT (> 63 kV: se denotan como HTB). En él se fijan unos límites de número de interrupciones breves y largas y unos niveles de perturbaciones existentes a partir de los cuales EDF indemnizaría al cliente. Existen varias modalidades de este contrato.

El contrato tipo distingue las interrupciones programadas de las imprevistas. Las primeras están sujetas a negociación entre el cliente y EDF, mientras que se proponen unos valores concretos para las imprevistas. Para las imprevistas, se distingue a su vez entre interrupciones largas (mayores de un minuto) e interrupciones breves (entre un segundo y un minuto). Además, para los clientes de tensiones inferiores de 63 kV, distingue también dos tipos de zona: zonas A compuestas por los núcleos de más de 100.000 habitantes o de más de 10 MW de potencia instalada, y zonas B compuestas por el resto de núcleos. En la tabla 3.4 se presentan el número máximo de interrupciones para cada tipo de zona y nivel de tensión. Para los aspectos de la calidad de la onda, propone unos valores máximos de armónicos, flicker, sobretensiones y variaciones lentas de tensión.

Pero el tipo de contrato más interesante es en el que se pueden acordar entre el cliente y EDF los niveles de calidad garantizados. Se pueden fijar otros límites a los aspectos ya controlados en el contrato tipo, o proponer controlar otros aspectos como huecos de tensión. Las indemnizaciones en caso de sobrepaso de los límites acordados serían las acordadas entre las dos partes.

Tabla 3.4 Número máximo estipulado de interrupciones en el contrato estándar *ÉMEURAUDE*.

	Número de interrupciones breves (>1 s y <1 min) (int./año)	Número de interrupciones largas (>1 min y <1 hora) ⁴ (int./año)
Clientes AT (>63 kV)	7	2
Clientes MT (<63 kV)	Zona A	5
	Zona B	8

6. Noruega

6.1. Marco regulativo

Noruega liberalizó su mercado eléctrico en el año 1990, con la *Energy Act*. El panorama era el siguiente: prácticamente la totalidad de la generación era hidráulica; había más capacidad de la necesaria; existían más de 200 compañías eléctricas para un mercado de 4,5 millones de personas. Esto último es debido a que la mayoría de las compañías de electricidad del país son propiedad de los municipios.

La *Energy Act* se introdujo con la intención de cambiar completamente el marco regulativo. Sus puntos clave son: introducción de un mercado libre de generación; contratación libre del proveedor de energía para **cualquier** cliente, incluso doméstico; acceso libre a las redes de transporte y distribución mediante el pago de un peaje; nacionalización de la red de transporte (un 85 % de la red); las compañías eléctricas locales siguen manteniendo el monopolio de distribución por áreas geográficas. Pero tienen que publicar las tarifas que aplican de forma transparente y no discriminatoria. Estas tarifas se publican anualmente, creando una competencia de imagen entre ellas. Sobre todo porque están gestionadas por los municipios locales.

La evolución del mercado después de la entrada en vigor de la nueva ley se puede resumir en los siguientes puntos: energía eléctrica más barata para los grandes consumidores, y más cara para los

⁴ En caso de duraciones superiores a 1 hora, independientemente de su duración, se considerará que son equivalentes a 2 interrupciones, a efectos de cómputo.

pequeños; mayor eficiencia de las compañías. Se han producido algunas fusiones entre las compañías más pequeñas en aras de la eficiencia; aparición de *brokers* de energía.

6.2. Tratamiento de la calidad

Dentro de este marco, la legislación sobre calidad del suministro es muy escueta. La regulación se reduce a tres puntos: controlar el nivel de tensión ($\pm 10\%$), la frecuencia ($\pm 2\%$) y por último y más interesante, informar a los clientes sobre la calidad esperada en la zona, tanto de continuidad del suministro como de calidad de la onda.

Toda calidad extra que se desee debe ser pactada entre el cliente y la compañía eléctrica. Al no regular nada, se quería que el mercado mismo llegase al nivel de calidad que la sociedad demandase en cada momento. Hay que tener en cuenta que cualquier cliente puede elegir a quién compra su energía. Para poder controlar la evolución de la calidad y el cumplimiento de las expectativas de calidad de la sociedad, se introdujo la obligación de informar sobre la calidad esperada en cada zona. Esta regulación ha provocado un cambio en la mentalidad de las Distribuidoras y de los clientes. Las reacciones más importantes son las siguientes:

- Las compañías han adoptado voluntariamente la norma europea EN 50160 [UNE-EN 50160].
- Los clientes se vuelven cada vez más exigentes en cuanto a calidad del suministro se refiere. Incluso ha habido campañas en la televisión impulsadas por las asociaciones de consumidores.
- Se ha creado un comité compuesto por cuatro miembros (dos pertenecientes a las compañías eléctricas y dos representantes de los clientes), único para todo el país, encargado de arbitrar las quejas de los clientes contra las compañías, cuando hay daños económicos.
- Las compañías han adoptado un **Plan de Calidad**, en parte para cumplir con la obligación de informar que impone la *Energy Act* y en parte para obtener los conocimientos necesarios para resolver los problemas relacionados con la calidad del suministro, ya sea del punto de vista de los clientes o de las compañías. Este plan de calidad tiene los siguientes objetivos principales:
 - Establecer métodos de medición y documentación de la calidad uniformizados para todas las empresas.
 - Obtener el conocimiento necesario para adecuar la calidad a las necesidades de los clientes y para resolver los problemas derivados de una mala calidad (ya sea para asesorar al cliente o a la propia compañía).
 - Cumplir con el requisito legal de informar a los clientes sobre la calidad que deben esperar.

Este plan está financiado en gran parte por las propias compañías eléctricas, y es realizado por EFI, un instituto de investigación relacionado con la universidad y el conjunto de las empresas eléctricas del país.

En este sistema no queda claro cuál es la medida de presión real que puede tener un cliente para obtener una mejor calidad si la desea. Es verdad que puede contratar su energía a cualquier generador en el país, pero el negocio de la distribución sigue siendo un monopolio, y la calidad depende casi exclusivamente de este sector. En el caso en que exista una distribuidora que sólo distribuya, el único incentivo que tiene es la opinión pública. Es obligatorio publicar los índices de calidad y, de esta manera, se crea cierta competencia comparativa entre las empresas. De hecho, ha habido campañas de publicidad bastante agresivas por parte de asociaciones de consumidores para que los clientes exijan calidad en su suministro.

6.3. Evolución futura

Esta situación antes descrita está evolucionando. Por un lado, la remuneración de la red de transporte, hasta ahora por costes reconocidos, está cambiando a una remuneración por limitación de ingresos (revisada cada 5 años). Este cambio de tipo de remuneración ha llevado a considerar la necesidad de controlar el nivel de calidad ofrecido: una limitación de ingresos incentiva posponer posibles inversiones y reducir los gastos de mantenimiento. Estos incentivos podrían llevar a una degradación de la calidad por debajo de los niveles aceptables de calidad del servicio.

Para paliar esta situación, se ha propuesto establecer un control de la continuidad del suministro con compensaciones en caso de interrupciones a clientes [Voldhaug 98]. Esta propuesta ha estado funcionando en pruebas durante el año 1997, sólo para la red de transporte y para interrupciones largas (más de 3 minutos de duración). En 1998, se ha extendido también a las interrupciones cortas, ya que muchos clientes consideran tan dañinas las interrupciones cortas como las largas. Se consideran estas compensaciones como un primer paso para relacionar la remuneración de las redes de transporte y distribución con la calidad del servicio ofrecida.

Los aspectos más importantes de este esquema probado en estos dos años son los siguientes:

- Únicamente hay compensación si existe interrupción a un cliente (al ser la red de transporte mallada, una falta no tiene por qué provocar una interrupción a clientes).
- La compensación se basa en la ENS para las interrupciones largas, y en la potencia instalada para las interrupciones cortas. La ENS se estima mediante curvas de demanda típicas. El valor de las compensaciones es de 16 NOK/kWh (312 pta/kWh⁵ ó 1,88 €/kWh) y de 8 NOK/kWh (156 pta/kWh ó 0,94 €/kWh) respectivamente.
- El total de las compensaciones no puede sobrepasar el 2% de los ingresos de las compañías de transporte. Un cliente podrá ser compensado como máximo con un 25% de su facturación anual.
- En caso de fuerza mayor (sin especificar), no hay compensación.

El Regulador noruega ha propuesto extender este tipo de regulación a partir del año 1999, con algunas modificaciones, a todos los niveles de tensión de transporte y distribución por encima de 1 kV. Los aspectos más importantes de esta propuesta son los siguientes:

- No se tienen en cuenta las interrupciones cortas.
- El responsable de la compensación a los clientes es el propietario de la red que ha causado la interrupción.
- Se establece un método estándar de estimación de la ENS.
- El valor de las compensaciones depende de si la interrupción es imprevista o programada. En el caso de interrupciones imprevistas, la compensación es de 2 NOK/kWh (39 pta/kWh ó 0,23€/kWh) para clientes residenciales y de 35 NOK/kWh (683 pta/kWh ó 4,1 €/kWh). En el caso de interrupciones programadas, la compensación es de 1,4 NOK/kWh (27 pta/kWh ó 0,16 €/kWh) y 24,5 NOK/kWh (478 pta/kWh ó 2,87 €/kWh) respectivamente.

7. Nueva York (NYSEG)

En este apartado se describe una propuesta de regulación de calidad [NYSEG 94] que hizo la Distribuidora de Nueva York NYSEG (*New York State Electric & Gas*). Tiene interés debido a la

⁵ Se ha tomado un cambio de 19,517 pta por un NOK.

originalidad del planteamiento propuesto. No constituye un reglamento oficial, sino que es únicamente una propuesta al regulador.

La propuesta contempla el control de distintos índices de calidad, cuyos niveles se traducirían en puntos negativos o positivos. Estos puntos tendrían una relación lineal con otros puntos, denominados puntos básicos. Estos puntos básicos representan un porcentaje de la rentabilidad nominal de la Distribuidora fijada a través de su remuneración. Se convierten por tanto en incentivos (puntos positivos) o penalizaciones (puntos negativos).

Los aspectos de la calidad controlados son la continuidad del suministro y la atención comercial. A la continuidad del suministro, se le asignan ± 24 puntos, que se traducen luego en ± 5 puntos básicos, mientras que a la atención comercial se le asignan $-200/+100$ puntos, que se traducen luego en $-20/+10$ puntos básicos. Se le da por tanto mucha más importancia a la atención comercial que la calidad técnica del suministro, igual que en Inglaterra y Gales. En cualquier caso, una mala calidad del servicio puede ocasionar una pérdida de rentabilidad de un 25% en total, mientras que una buena calidad puede suponer un incremento de la rentabilidad de un 15%.

La forma de asignar los puntos es la siguiente. Los índices utilizados para medir la continuidad del suministro son los índices de sistema anglosajones *SAIFI* (*System Average Interruption Frequency Index* equivalente al NIA español) y *CAIDI* (*Customer Average Interruption Duration Index*). Estos índices están orientados al cliente. El mercado servido por NYSEG se ha segregado en doce zonas de servicio, para cada una de las cuales se define un valor mínimo y otro objetivo de cada índice, adaptado a cada zona. En caso de que el nivel de calidad esté por debajo del valor mínimo, se tiene un punto negativo. Si el nivel de calidad se mantiene entre el mínimo y el objetivo, se tiene cero puntos, y si el nivel es superior al objetivo, entonces se tiene un punto positivo. Esto es válido para los dos índices, y se aplica por separado a las doce zonas de servicio definidas. De esta forma se llega a los ± 24 puntos de continuidad del suministro. El rango de los valores mínimo y objetivo de los índices SAIFI y CAIDI definidos para todas las zonas se presentan en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Valores de frecuencia y duración de interrupciones.

	Valores mínimos	Valores objetivo
SAIFI (int./año)	0,91-2,75	0,63-2,5
CAIDI (h/int.)	1,3-2,5	1,01-2

Los índices para medir el nivel de calidad de la atención al cliente se dividen en dos grandes grupos: por un lado se definen los objetivos mínimos exigibles (*threshold goals*) que tienen asociadas únicamente penalizaciones en caso de incumplimiento (entre -100 y 0 puntos); y por otro lado los objetivos de eficiencia (*performance goals*), que tienen asociados incentivos y penalizaciones en función del nivel alcanzado (± 100 puntos).

Los objetivos mínimos exigibles se basan en las medidas más objetivas como son los tiempos de espera por teléfono, los tiempos de conexión de nuevos clientes, el porcentaje de consumos estimados, el número de quejas recibidas, etc. Además incluyen un aspecto bastante novedoso. La Distribuidora debe realizar un estudio estadístico sobre la disponibilidad de los clientes a pagar en función del nivel de calidad servido. De los 100 puntos negativos de estos objetivos mínimos exigibles, 20 de ellos se determinan basándose en la accesibilidad por parte del Regulador a ese estudio.

Los objetivos de eficiencia de la Distribuidora se basan más en resultados obtenidos de encuestas a los clientes. Se mide el porcentaje de clientes satisfechos con el servicio de la Distribuidora (± 25 puntos), el porcentaje de clientes satisfechos después de un contacto reciente con la Distribuidora (± 25 puntos), impacto de las variaciones de las tarifas en los clientes, etc. También se mide el grado de bondad y fiabilidad de los resultados obtenidos del estudio estadístico mencionado en los objetivos mínimos. De esta forma, en los objetivos de eficiencia se incentiva o penaliza la bondad de los resultados del estudio, mientras que en los objetivos mínimos se penaliza el hecho de que el Regulador no pueda medir esa bondad.

8. Resumen comparativo

Tradicionalmente, en un sistema clásico de energía eléctrica no había un reconocimiento explícito de los costes de calidad, ni unos niveles considerados como óptimos o al menos adecuados. Dentro de la ola de liberalización o de renovación de las regulaciones de los sistemas eléctricos, la regulación de la calidad se hace cada vez más explícita. Entre los países revisados, en un extremo se encuentra Francia con un sistema totalmente integrado, público y monopolista. En el otro extremo está Noruega con un sistema totalmente liberalizado, donde todos los clientes pueden acceder al libre mercado de energía eléctrica. En todos ellos han aparecido novedades en cuanto a la regulación de calidad. Cada país ha optado por un método de regulación propio, adaptado a su situación de nivel de calidad y marco regulativo. Pero se pueden distinguir dos corrientes importantes:

- Dentro de los países desarrollados, se tiende más hacia una regulación centrada en la atención comercial, dejando un poco de lado el aspecto técnico de la calidad del servicio. Estos países suelen tener un nivel de calidad bueno, sobre todo para las necesidades de los clientes domésticos. En cambio, las Distribuidoras no han cuidado adecuadamente la atención comercial al trabajar en régimen de monopolio. Hasta hace poco, en España se llamaban abonados a lo que hoy se llaman clientes. El caso más llamativo es el de Inglaterra y Gales donde se penalizan bajos niveles de atención comercial, mientras que únicamente se contempla la publicación de índices de continuidad del suministro. En Nueva York, NYSEG propone una regulación de incentivos/penalizaciones donde el mayor peso (75%) lo tienen los aspectos de atención comercial. En Noruega se ha dejado hasta ahora que el libre mercado dictamine el nivel óptimo de calidad, pero obliga a las Distribuidoras a informar a los clientes de la calidad que van a obtener. Puede ser significativo para la evolución futura de las regulaciones de calidad en estos países, el hecho de que Noruega se esté planteando iniciar el control de la continuidad del suministro a todos los niveles de tensión, con penalizaciones en caso de incumplimiento.
- Dentro de los países en vías de desarrollo, se tiende más hacia una regulación de todos los aspectos de la calidad del servicio, con especial hincapié en la continuidad del suministro. En estos países, una de las razones de la liberalización del mercado ha sido la de mejorar la calidad técnica del suministro. En algunos casos, como en Argentina, el nivel de continuidad del suministro era alarmante para la economía del país. De ahí que se hayan implantado las regulaciones de calidad más completas y severas. Argentina regula todos los aspectos de calidad. Chile ha seguido los mismos pasos, aunque con cierto retraso después de un primer intento fallido.

Francia es un caso aparte, debido a su marco regulativo. El contrato *ÉMERAUDE* está centrado en la calidad técnica del suministro, pero este contrato va dirigido únicamente a los grandes clientes, o clientes de media tensión o superior. Este contrato cumple dos objetivos: por un lado ofrece garantías de un cierto nivel de calidad a los grandes clientes, preocupados por la calidad técnica; y por otro lado forma parte de una campaña de imagen frente a la opinión pública, como mejora de la atención comercial.

Independientemente de estado de desarrollo del país, todos proponen una zonificación del mercado servido a la hora de determinar niveles mínimos u objetivos de calidad del servicio técnico. Lo más normal es distinguir entre cliente rural y urbano, aunque las definiciones varían de un país a otro. La definición más original la proponía Chile en el reglamento que no llegó a aprobarse [Chile 94], en donde definía el cliente rural como aquél que se encontrase a más de 30 km de una subestación primaria. Es decir, hacía depender la calificación de cliente rural o urbano de la propia red eléctrica. En cualquier caso, el propósito de la zonificación coincide con el presentado en esta tesis: la calidad sigue distintos patrones según el tipo de mercado servido, y es necesario definir distintos objetivos de calidad según la zona.

En cuanto a los mecanismos propuestos para mejorar o mantener la calidad del servicio, prácticamente todos proponen penalizaciones en caso de incumplimiento, que en algún caso se combinan con incentivos cuando se consiguen buenos niveles de calidad.

Tabla 3.6 Resumen de los puntos importantes de las regulaciones internacionales revisadas.

Países	Aspectos de la calidad regulados	Responsabilidad de la distribuidora	Incent./penal. Beneficiario de las penalizaciones	Zonificación de objetivos de calidad	Tipo de índices de calidad	Modo de control de la calidad	Separación distribución comercialización	Regulación por etapas
Argentina	Continuidad, calidad de la onda, y atención al cliente	Fiabilidad agregada: generación, transporte y distribución	Penalización: reducción en tarifa a clientes afectados	Por nivel de tensión: BT, MT y AT.	Etapas 1: índices de sistema Etapas 2: índices individuales	Medición selectiva con bases de datos de contingencias	No	Si
Chile	Continuidad, calidad de la onda, y atención al cliente	Sólo calidad distribución. Deben cubrir 3 años de demanda	Penalizaciones	Zonas urbanas y rurales (pendiente de definición: def. ant. 30 km o más de subest. primaria)	Índices individuales y de sistema	Cientes concretos, nudos elegidos estadísticamente. Encuestas anuales.	No	No
Inglaterra y Gales	Atención al cliente	Sólo calidad distribución	Penalización: compensación a clientes afectados	Relajación de la norma P. 2/5 en zonas de difícil suministro (Escocia)	Individuales garantizados, de sistema objetivos	Encuestas a clientes, informes de Distribuidoras a OFFER	Si	No
Francia	Continuidad del suministro y calidad de la onda según contrato	Agregada	Según contratos	Por nivel de tensión (> o <63kV) Por nº de hab. (> ó <100.000)	Índices individuales	Compromiso de EDF con clientes en MT, AT	No	No
NYSEG	Continuidad del suministro Atención al cliente		Incentivos / penalizaciones	12 divisiones del mercado de NYSEG	Índices de sistema	Control sobre cada una de las 12 divisiones de NYSEG	No	Si
Noruega	Nivel de tensión y frecuencia En proyecto continuidad del suministro.	Según contratos Para cont. del sum., si la falta tiene su origen en las redes de distr.	Penalización caso culpa Distribuidora. Arbitrado por comité.	Según contratos. Para cont. del sum., no hay zonificación.	Individuales según contrato si lo hay. Para cont. del sum., índices individuales.	Informes obligatorios a los clientes	Si	No

El hecho de tener incentivos en vez de únicamente penalizaciones también está relacionado con el tipo de índices utilizados para medir la calidad. Las regulaciones más completas como puede ser la Argentina utilizan índices individuales (en la última etapa), y únicamente plantean penalizaciones. En cambio, NYSEG plantea incentivos o penalizaciones ligados a índices de sistema. Este tipo de planteamientos se repite en los demás países. Los índices de sistema permiten medir la calidad de forma global, y por tanto modular la remuneración de la Distribuidora para arriba (incentivos) o para abajo (penalizaciones) en función de los resultados obtenidos. En cambio, los índices individuales están más orientados a suministrar un producto al cliente con una determinada calidad y por un determinado precio. En caso de incumplimiento, se devuelve el dinero (penalización) al cliente. En cualquier caso, prácticamente todas las regulaciones tienden a orientarse hacia un control de la calidad ofrecida a cada cliente mediante índices individuales.

Prácticamente todas las regulaciones propuestas dejan la posibilidad de pactar un mejor nivel de calidad mediante un contrato particular entre el cliente y la Distribuidora.

Por último, es necesario comentar el hecho de que algunas regulaciones se han implantado a través de etapas. El caso más significativo es el de Argentina, con dos etapas, la primera de las cuales dividida en tres subetapas, además de una etapa preliminar. NYSEG también plantea un periodo de adaptación a la nueva regulación, aunque más bien lo plantea como un retraso en la aplicación de penalizaciones o incentivos hasta haber probado el sistema de medición y de puntos durante un periodo razonable de tiempo (2 ó 3 años).

En la tabla 3.6 se resumen los puntos importantes de cada regulación revisada.

9. Caso español

En este apartado se quiere estudiar con especial atención la evolución de la regulación de la calidad en España. Hasta hace poco, únicamente se regulaba la tensión de suministro y poco más. Hubo un intento de reglamento con el Real Decreto 1075/1986 en el año 86 [BOE 86], pero se derogó. Este reglamento era demasiado ambicioso para el momento en el que quiso poner en práctica. Luego, se estableció el Marco Legal y Estable [MLE 87], que hacía poca mención a la calidad del servicio, aunque luego se añadiesen algunas ayudas a la mejora de la calidad del servicio. En 1990, el Plan Energético Nacional [PEN 91] hacía hincapié en la necesidad de mejorar la calidad del servicio. Pero el verdadero cambio llegó con la Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional (LOSEN) en el año 94 [BOE 94], en donde se quería potenciar mucho más la calidad del servicio. No se llegó a desarrollar ningún reglamento específico, ya que poco después Ministerio de Industria y las empresas eléctricas firmaron el Protocolo Eléctrico [Protocolo 96], paso previo a la sustitución de la LOSEN por la Ley del Sector Eléctrico en el año 97 [BOE 97]. Esta ley da el impulso definitivo a la implantación de un reglamento de calidad del servicio completo y avanzado, que está en vías de desarrollo actualmente, y para el cual se presentó la propuesta regulativa desarrollada en esta tesis. A continuación se expone cronológicamente la evolución de la regulación de la calidad en España.

9.1. Antecedentes

Aunque el Real Decreto 1075/86 [BOE 86] no esté en vigor ya que se derogó, parece conveniente revisar este intento de regulación de la calidad del servicio, basado en el **establecimiento de penalizaciones** en el caso de niveles de calidad deficientes, por lo que tiene de precedente en la legislación española.

Este Real Decreto entre otros aspectos define las condiciones básicas del suministro, los organismos encargados de vigilar los niveles de calidad del servicio, los procedimientos de control de dichos niveles

de calidad, así como el establecimiento de planes específicos de corrección de calidad en las zonas en las que se observen mayores deficiencias. Los aspectos de la calidad controlados son la continuidad del suministro, y unos límites máximos de variación de la tensión nominal de suministro ($\pm 7\%$). El sobrepaso de estos límites, o las interrupciones se traducen a número de deficiencias, que se traducen a su vez en horas de interrupción por mes. El número de deficiencias que supone un sobrepaso en los límites de tensión depende del grado de incumplimiento y de la duración. Las interrupciones se traducen a deficiencias en función de su duración T : por ejemplo, 5 minutos $< T < 1$ hora equivale a una deficiencia; 1 hora $< T < 6$ horas equivale a dos deficiencias; etc. Dentro del cómputo de las interrupciones, las programadas no se consideran siempre y cuando se cumpla con el procedimiento fijado (aviso de interrupción con 1 mínimo de 24 horas a abonados cuya potencia contratada sea superior a 5 MW, al organismo competente y a establecimientos que prestan servicios esenciales).

El Ministerio de Industria y Energía establecería las contraprestaciones económicas tarifarias aplicables por las deficiencias de calidad. En caso de que se observe que el servicio es reiteradamente deficiente, además de las contraprestaciones económicas (reducción tarifaria) se contemplaría la posibilidad de apertura de expediente sancionador a la empresa distribuidora, en función de la gravedad de la falta de cumplimiento con los niveles de calidad.

El consumidor de energía tiene derecho a pedir al organismo competente la comprobación por parte de éste de que la distribuidora cumple con los requisitos de calidad del servicio establecidos en el contrato. En caso de que existan deficiencias en dicha calidad, se contempla la imposición de penalizaciones a la distribuidora. En el caso en que un consumidor demande a la Distribuidora un nivel mejor de calidad de servicio respecto al normal, estará obligada a dárselo, asumiendo el consumidor los costes en los que se incurra en la mejora del nivel de calidad del servicio.

A pesar de que el presente Real Decreto no llegó a entrar en vigor, en España se ha observado en los últimos años una mejora significativa en el índice TIEPI [UNESA 95-b], pasándose de 7.14 horas/año en 1987 a 2.72 horas/año en 1994 (TIEPI peninsular).

9.2. La calidad del servicio y el MLE

El Marco Legal y Estable (MLE) [MLE 87] empieza con un decreto Ley del año 1987 que fija un marco estable para el desarrollo de las actividades asociadas al sistema eléctrico nacional. Este marco legal ha estado vigente hasta el año 1994, tiempo en el que ha ido evolucionando mediante numerosas órdenes ministeriales. El MLE siempre ha tratado deficientemente el aspecto de la calidad del servicio. Nunca ha relacionado ningún tipo de remuneración incentivo o penalización al nivel de calidad obtenido. Únicamente ha considerado un complemento de como máximo el 4% de los costes fijos por inversiones en mejora de la calidad en tensiones inferiores a 36 kV, aplicado con criterios de dudosa objetividad.

Aunque no relacionado directamente con la calidad de servicio, cabe citar como antecedente al reconocimiento de inversiones en calidad, la consideración de un coste estándar excepcional en las redes de distribución de tensiones inferiores a 36 kV (Orden del 22-12-88, punto décimo). Este coste no podía ser mayor del 10% de los costes fijos anuales del conjunto de las compañías eléctricas e intentaba recoger los sobrecostes debidos a la mayor dispersión geográfica y dificultad de abastecimiento del mercado en algunas zonas.

Dicho coste se modificó y se reemplazó en [BOE 93] en el año 93, por un complemento para incentivar las inversiones en distribución en tensiones inferiores a 36 kV. Este nuevo complemento no podía ser superior al 14% de los costes fijos anuales de estas instalaciones. De dicho complemento, el correspondiente al 10% de los costes fijos se destinaría a remunerar a las compañías distribuidoras por el mismo concepto anteriormente citado de dispersión y dificultad del mercado a abastecer. El 4% adicional se destinaría a remunerar inversiones efectuadas en la mejora de la calidad de servicio.

La dificultad del mercado a abastecer y su dispersión se determinaban basándose en el número total de km de líneas de menos de 36 kV, las inversiones históricas de la Distribuidora en esas tensiones con respecto a la energía circulada (elemento base para la remuneración de la distribución), así como el flujo de inversiones en esas tensiones por abonado. Estos tres criterios ponderados determinaban la remuneración adicional por este concepto a cada Distribuidora.

Complemento por calidad de servicio

La **calidad del servicio** es explícitamente reconocida por el MLE en [BOE 93] a través del establecimiento de un complemento por inversiones en mejora de la calidad. Este complemento (k_{d2}) puede llegar a alcanzar el 4 % de los costes fijos, pero los criterios de aplicación no están relacionados con las mejoras obtenidas en calidad. Es decir, no se establece ningún procedimiento de control de la calidad mediante el seguimiento de índices de calidad.

El complemento de coste por calidad de servicio C_{CS} se determina comparando las inversiones reales efectuadas por la distribuidora por debajo de 36 kV (obtenida como semisuma de los años n-2 y n-3) con las inversiones estándar mínimas que ha debido realizar la compañía en los años n-2 y n-3, las cuales son función de sus costes estándar en tensiones inferiores a 36 kV, es decir, función de su energía circulada [MLE 95].

En [DGE 94] se presentan los costes compensables por calidad del servicio en el año 1994. De una inversión auditada total de 83.285 millones de pesetas (media o semisuma de los años 91 y 92), se reconocen como gastos de inversiones en calidad un total de 2.858 millones de pesetas. Esta cantidad debe repartirse entre todas las compañías eléctricas. Ese año, la más favorecida fue IBERDROLA con 1.225 millones de pesetas, mientras que Unión Eléctrica Fenosa no tenía nada.

9.3. Plan Energético Nacional 1990-2000

El Plan Energético Nacional [PEN 91] es elaborado por el Ministerio de Industria como libro blanco para el desarrollo energético. Si bien no constituye una normativa, en él se fijan directrices y objetivos a seguir en materia energética. En lo que concierne a la calidad del servicio de distribución, figura un apartado en donde se proponen unos objetivos de calidad que se deberán verificar en el año 2000.

En él se destacan las diferencias de calidad entre las zonas rurales y urbanas, así como el hecho de que el 95% de las faltas tengan su origen en la distribución. Plantea los objetivos de equilibrar mejor los niveles de calidad, más concretamente de llevarlos a niveles comparables a los del resto de la Unión Europea hacia el año 2000. Hace especial hincapié en la continuidad del suministro, considerado como el aspecto más importante de la calidad del servicio. Por ello, propone utilizar el índice de sistema TIEPI como referencia, y da unos valores objetivo de referencia para distintos tipos de mercado servido: son las zonas ya comentadas anteriormente en el apartado de "Zonificación". Es la primera vez que se diferencia oficialmente objetivos de calidad por zonas de suministro, y también la primera vez que se dan valores concretos objetivo de un índice de calidad. Estos son los siguientes:

- Zona urbana (población superior a 50.000 hab.): 6 h/año
- Zona no urbana A (entre 5.000 y 50.000 hab.): 8 h/año
- Zona no urbana B (menos de 5.000 hab.): 12 h/año

Además de estos objetivos zonales, también plantea el objetivo de tener un TIEPI de sólo 4 h/año para el conjunto del sistema nacional, y un máximo de 12h/año de interrupción para cualquier abonado.

Para conseguir estos objetivos de mejora de la calidad, el PEN propone una serie de líneas de trabajo desde el punto de vista del regulador, y describe unas cuantas acciones técnicas que mejoran la calidad del servicio, principalmente la continuidad del suministro. Dentro de las líneas de trabajo propuestas, está la creación de organismos encargados de vigilar la calidad, establecer procedimientos de verificación de la calidad, control de clientes perturbadores, planes de inmunización para los clientes, etc. En cuanto a las medidas de mejora, nombra la instalación de más subestaciones, mallar más la red de distribución, la automatización de las instalaciones, mantenimiento preventivo, etc. Otra medida no directamente relacionada con la calidad que propone es la segregación de las actividades de generación, transporte y distribución. La razón por la cual esta medida mejoraría la calidad es una mayor especialización de las compañías, pasando la calidad al primer plano en las Distribuidoras.

Todas estas medidas debían ser concretadas en un Plan de Calidad Global por el Ministerio de Industria y Energía. Se hacía incluso mención a la implantación de posibles incentivos a la mejora de

calidad. Pero nunca se desarrolló (debía entrar en funcionamiento en el año 92) y hubo que esperar a la LOSEN para concretar en un marco legal todos los objetivos aquí presentados.

9.4. La calidad del servicio y la LOSEN

La Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional o LOSEN [BOE 94] era el primer marco legal que integraba y ampliaba los objetivos que figuran en el PEN 1990-2000. Ahora ha perdido vigencia, puesto que el cambio de gobierno impulsó otra ley, la Ley del Sector Eléctrico [BOE 97] que la ha reemplazado. Pero es interesante ver la importancia que le daba la LOSEN al aspecto de calidad del servicio, y qué puntos recalca.

Los aspectos fundamentales eran que debían fijarse unos objetivos de calidad mediante índices, que estos objetivos podían ser diferentes según el tipo de zona de suministro, y que se reconocerían los costes incurridos para alcanzar esos objetivos de calidad.

Introduce el concepto de indemnizaciones a los clientes en caso de no cumplirse los objetivos de calidad en su suministro, aunque no plantea explícitamente la utilización de índices individuales. Las Distribuidoras son responsables de la calidad en sus instalaciones y deben facilitar información al Regulador sobre los niveles de calidad obtenidos, igual que el transportista en sus instalaciones. Aparece el derecho de las Distribuidoras de controlar a los clientes perturbadores. La Comisión del Sector Eléctrico Nacional (CSEN) que crea esta ley únicamente es responsable de determinar el responsable de la mala calidad. En cambio, la Administración es la responsable de establecer los objetivos de calidad, y decidir cuáles son los medios necesarios para alcanzarla. Puede inspeccionar las instalaciones de oficio o a instancia de parte para realizar mediciones de calidad, y debe publicar los niveles de calidad obtenidos anualmente.

9.5. La calidad del servicio y la Ley del Sector Eléctrico

La Ley del Sector Eléctrico [BOE 97] reemplaza la LOSEN antes de que se hubiesen podido desarrollar los reglamentos, concretamente antes de desarrollarse el pertinente reglamento de calidad del servicio que debía acompañarla. Esta Ley es bastante continuista en la cuestión de calidad de servicio, aunque en algunos puntos es incluso más ambiciosa.

Indica que la Administración deberá fijar los niveles objetivo de calidad del suministro tanto para el sistema en su conjunto como para cada punto de consumo. Es decir, debe determinar los niveles objetivo de índices de calidad de sistema, y de índices de calidad individuales. También hace mención expresa de la zonificación, entendida como distinción de niveles objetivo para zonas de características demográficas y tipología del consumo diferenciados. Los índices deben cubrir no sólo la continuidad del suministro, sino también la calidad de la onda suministrada. Los clientes tienen derecho a indemnizaciones vía reducción en su tarifa en caso de no cumplirse los niveles de calidad fijados para los índices individuales. Las Distribuidoras deben informar a la Administración de los niveles de calidad obtenidos, que serán publicados anualmente.

En general, mantiene todo lo ya implantado en la LOSEN, ampliando o precisando más algunos aspectos como la utilización de índices individuales además de los zonales, y el control de la calidad de la onda además de la continuidad del suministro.

En cualquier caso, el desarrollo de esta Ley o de la LOSEN representa un cambio cualitativo muy importante respecto al Marco Legal y Estable. Se plantea una regulación de calidad basada en los niveles obtenidos en vez de las inversiones realizadas, se quieren establecer objetivos concretos, tanto para la continuidad del suministro como para la calidad de la onda, y se abre la posibilidad de establecer

penalizaciones a las Distribuidoras que pueden convertirse en indemnizaciones a los clientes afectados por la mala calidad. Establece los medios necesarios para controlar el nivel de calidad ofrecido, y para incentivar la mejora de la calidad.

Sobre esta base legal, es necesario desarrollar un reglamento de calidad del servicio que cumpla los requisitos antes expuestos y sirva para conseguir el nivel óptimo de calidad. El siguiente capítulo expone la propuesta regulativa que se hace en esta tesis.

10. Conclusiones

Se ha llevado a cabo una revisión internacional de las regulaciones existentes de calidad del servicio. Se han elegido los países revisados en función del interés de su regulación de calidad, así como por su esquema de remuneración. Los países elegidos han sido Argentina, Chile, Inglaterra y Gales, Francia y Noruega, además de describir una propuesta de la Distribuidora de Nueva York (NYSEG) por la originalidad del planteamiento. Del análisis de estas regulaciones, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- La tendencia general de las nuevas regulaciones de calidad es llegar a controlar la calidad ofrecida a cada cliente.
- En los países industrializados, donde la calidad técnica de la calidad del servicio es en general bastante buena, se da más importancia a la atención comercial que a la calidad técnica. La atención comercial no se había cuidado mucho hasta el momento debido a su condición de negocio regulado en régimen de monopolio.
- En países con menor nivel de desarrollo industrial, los niveles de calidad técnica no suelen ser buenos y lastran su desarrollo económico. Las nuevas regulaciones planteadas intentan hacer más hincapié en el control de los aspectos técnicos.
- Ninguna de las regulaciones revisadas se basa en conceptos teóricos de alcanzar el nivel óptimo de calidad desde un punto de vista social, modular la remuneración en función del nivel de calidad ofrecido, etc. Generalmente, únicamente establecen niveles de calidad límite cuyo sobrepaso implica penalizaciones.

El caso español está en una situación en la que los niveles de calidad son razonablemente buenos, aunque posiblemente no estén todavía al nivel de los países más avanzados de la Unión Europea. Los cambios regulativos han sido muy importantes en los últimos años, dándose un fuerte impulso hacia una regulación explícita de la calidad. La Ley del Sector Eléctrico actualmente en vigor dedica un título entero a la calidad del servicio. Esta se considera estratégicamente importante para la evolución del mercado español de energía eléctrica. En el momento de escribir esta tesis, se está preparando un reglamento que desarrolle la ley, en donde se definirá la regulación de la calidad del servicio en España.

En el siguiente capítulo se propone una regulación de calidad del servicio preparada para los nuevos marcos regulativos, con una propuesta de implantación práctica de la misma en el caso español. Esta propuesta es parte de un trabajo realizado por el IIT para Iberdrola [Gómez 97], para ser utilizada en los desarrollos del reglamento de calidad que saldrá en breve.

CAPÍTULO 4

PROPUESTA DE REGULACIÓN

1. Introducción

La regulación del sector eléctrico está cambiando enormemente en el entorno internacional y, más concretamente, en España. La actividad tradicional de distribución está siendo separada en dos: por un lado, la actividad de comercialización, y por otro la actividad de red. La liberalización de la comercialización aparece como clave en la mayoría de los procesos actuales de liberalización de los sistemas de energía eléctrica. La actividad de red, o más habitualmente denominada actividad de distribución, se considera un monopolio natural y debe mantenerse regulada.

La regulación de la distribución también está evolucionando: parte de una situación de costes reconocidos y se orienta hacia un entorno más competitivo, con una remuneración basada en el servicio ofrecido, incentivando el incremento de la eficiencia de las Distribuidoras. Estas nuevas regulaciones

fomentan la reducción de costes utilizando fórmulas de remuneración basadas en precios o ingresos máximos (en terminología anglosajona *price or revenue caps*).

En el Capítulo 2, se ha descrito la calidad del servicio eléctrico. El aspecto técnico de la misma está íntimamente relacionado con la actividad de red. La continuidad del suministro, aspecto en el que se centra esta tesis, tiene una relación directa con el nivel de inversión, y la operación y mantenimiento de las redes. Hasta ahora, el nivel de calidad ha ido manteniéndose e incluso mejorándose con la regulación anterior de costes reconocidos, todo ello a pesar de no existir prácticamente ningún reglamento ni exigencia del punto de vista de la calidad del suministro. En el nuevo entorno regulativo, esta evolución puede cambiar y la calidad empeorar debido a los nuevos incentivos para la reducción de costes.

En el Capítulo 3, se ha presentado una revisión internacional de las regulaciones de calidad. Cada vez hay más regulaciones de calidad explícitas. Esto obedece a que la sensibilidad de la sociedad frente a la calidad del suministro también ha evolucionado. No sólo se considera el suministro de electricidad como un servicio básico, sino que su calidad cobra cada vez más importancia. La electricidad ha pasado a formar parte de las actividades del día a día de la mayoría de los clientes, incluso en el entorno doméstico. Actividades tan normales como utilizar el ascensor, cocinar, calentar agua, etc. dependen del suministro de electricidad. De aquí que se considere necesario incluir en la nueva regulación de la distribución un apartado específico para la calidad del servicio.

Obtener un cierto nivel de calidad tiene un coste asociado de inversiones, mantenimiento y operación. Los clientes por su lado soportan unos costes debidos a la falta de calidad del servicio. La suma de los dos compone el Coste Social Neto (CSN) de la calidad del servicio. La regulación de la calidad del servicio debe minimizar el CSN, obteniendo el nivel óptimo de calidad de servicio desde un punto de vista social.

La minimización del CSN es equivalente a la maximización del Beneficio Social Neto, función asociada al Regulador de cualquier mercado. Esta función debe conseguirla estableciendo una serie de reglas que hagan que los distintos agentes del mercado, buscando su propio beneficio, tiendan a maximizar el beneficio del conjunto del mercado [Carrillo 95-a].

En este Capítulo se propone una regulación de la calidad que tiene en cuenta el nuevo marco regulativo y que consigue llevar el sistema hasta el nivel óptimo de calidad que minimiza el Coste Social Neto. La estructura del capítulo es la siguiente. Primero se describe el nuevo marco regulativo. Después se presenta la propuesta conceptual de regulación de la calidad. A continuación se desarrolla la teoría asociada a la propuesta presentada. Ésta incluye una discusión sobre el nivel óptimo de calidad que debe alcanzarse, teniendo en cuenta las curvas de costes de calidad de las Distribuidoras y de los clientes; el problema de la zonificación de los niveles de calidad, problema que surge de la búsqueda del nivel óptimo de calidad; y distintos mecanismos de incentivos y penalizaciones que consigan llevar el sistema de distribución hasta el nivel de calidad deseado. Por último, se presenta una aplicación práctica de la regulación propuesta, adaptada a la actual situación española.

2. Marco retributivo de la distribución

La regulación del sector eléctrico está cambiando completamente. En algunos casos para atraer inversión extranjera, en otros para reducir el precio de la electricidad, se están implantado mecanismos de competencia que tiendan a mejorar la eficiencia del mercado. Para ello, se ha introducido un mercado más o menos competitivo de energía eléctrica en generación. La actividad tradicional de distribución está siendo separada en dos: por un lado la actividad de comercialización, y por otro la actividad de red. La liberalización de la actividad de comercialización está considerada como un elemento clave a la hora de introducir competencia en el mercado de energía eléctrica. En cambio, la actividad de transporte y la actividad de red de distribución se consideran monopolios naturales, y deben seguir fuertemente regulados.

Se le está dando cada vez más importancia a la regulación de la distribución. Una buena regulación debe controlar los ingresos de las Distribuidoras de forma que cubran los costes eficientes de inversión y operación y mantenimiento de las redes de distribución. También debe incentivar la reducción de las pérdidas y controlar el nivel de calidad del suministro. Pueden identificarse dos grandes tendencias en cuanto a regulación de la distribución.

Por un lado está la regulación tradicional donde se regula mediante una remuneración basada en costes reconocidos. El Marco Legal Estable [MLE 87], vigente hasta hace poco en España y donde se reconocían costes estándar, es de este tipo. Las ventajas de este método de remuneración son que permite que el servicio de distribución de energía eléctrica se desarrolle en un entorno estable, tanto para la Distribuidora que tiene garantizada su remuneración, como para el cliente que tiene unas tarifas relativamente estables. Al mismo tiempo, permite que la calidad del suministro mejore tal y como ha venido ocurriendo en los países más desarrollados, fruto de un acuerdo tácito entre el regulador y las Distribuidoras. Estas últimas obtenían la remuneración de sus inversiones globales por el servicio ofrecido a pesar de no haber un reconocimiento explícito de las inversiones en calidad. Los inconvenientes de este método de remuneración son que no incentiva la eficiencia de las inversiones o, lo que es lo mismo, la reducción de costes, por lo que las redes tienden a estar sobredimensionadas y ser poco eficientes.

Fruto de los cambios que están ocurriendo en la regulación del sector eléctrico en todo el mundo, se está revisando este método de remuneración. Se quiere hacer mayor hincapié en los aspectos de eficiencia económica y reducción de costes, de acuerdo con el nuevo marco regulativo basado en la competitividad. Para ello, se está proponiendo una remuneración basada en el servicio ofrecido (PBR: *performance-based regulation* o *ratemaking*) [Román 98, ACCC 96, Comnes 95, Offer 94, Edison 91]. Estas nuevas regulaciones fomentan la reducción de costes utilizando fórmulas de remuneración basadas en precios o ingresos máximos (en terminología anglosajona *price or revenue caps*).

Estas regulaciones suelen implantarse en periodos plurianuales, con una revisión anual que permite ajustar la evolución de la remuneración a las variaciones del mercado servido, el incremento del coste de la vida (IPC) y a las mejoras de eficiencia de las Distribuidoras. Este esquema suele denominarse del tipo (IPC-X), donde X es el término que traslada parte de las mejoras de eficiencia obtenidas a los clientes.

Estas regulaciones fijan la remuneración global de las Distribuidoras a lo largo de un periodo plurianual, de forma que cualquier reducción de los costes y mejora en la eficiencia de las Distribuidoras se traduzca en beneficios directos para ellas. De esta forma se consigue incentivar la eficiencia económica y la reducción de costes. El problema asociado con este planteamiento es que estos incentivos para reducir los costes pueden llevar a posponer inversiones y descuidar la operación y el mantenimiento de las redes. De esta forma se consigue obtener beneficios a corto plazo pero con los consiguientes riesgos de mal servicio.

Por otro lado, una remuneración basada en el servicio ofrecido debe definir las características del servicio remunerado. La calidad del suministro es una de las características del servicio y, más concretamente, el aspecto técnico de la calidad. La continuidad del suministro es el aspecto técnico de la calidad más relacionado con el nivel de inversiones de la Distribuidora, y por tanto el que más puede sufrir frente a un incentivo de reducción de costes. Al definir la remuneración de la distribución, debe por tanto asociársele un nivel de calidad concreto, que se llamará nivel de calidad de referencia. Esta remuneración, llamada remuneración base, debe ser la adecuada para realizar la actividad de distribución con el nivel de calidad de referencia. Es necesario por tanto establecer un mecanismo para vigilar el nivel de calidad ofrecido por las Distribuidoras [Voldhaug 98, Alexander 96]. Estos mecanismos son los que formarán la regulación de la calidad del servicio.

La regulación de la calidad del servicio debe incidir directamente en la remuneración de las Distribuidoras, para así poder controlar que las Distribuidoras no dejan de invertir ni de mantener adecuadamente las redes de distribución. En [Carrillo 95-b] se establecen unas reglas para conseguir una regulación óptima de la función de distribución desde el punto de vista socioeconómico. Más concretamente, establece que la Distribuidora debe minimizar el coste global de la energía que suministra, teniendo en cuenta los costes de inversión, mantenimiento y operación de sus redes, y los costes de los clientes. De esta forma se maximizaría el Beneficio Social Neto del suministro de electricidad. En [Román 98] se propone un esquema de regulación de la distribución donde se recoge las ideas aquí presentadas, esquema de regulación en el cual se puede implantar la propuesta de regulación de la calidad propuesta a continuación. Esta propuesta describe los mecanismos que deben implantarse y su justificación teórica para cumplir los requisitos de regulación óptima desde el punto de vista de la calidad del servicio. Además de este aspecto, debería implantarse unos mecanismos para regular óptimamente el

nivel de pérdidas en las redes. En esta tesis no se trata este problema, aunque se considera que gran parte de los análisis y mecanismos propuestos para regular la calidad del servicio podrían adaptarse para regular las pérdidas.

3. Propuesta de regulación conceptual

La calidad del servicio puede dividirse en dos grandes bloques: calidad del suministro, que engloba todos los aspectos técnicos de la misma (continuidad del suministro y calidad de la onda), y calidad de atención comercial. La regulación propuesta de la calidad del servicio está diseñada de forma que se integre en los nuevos marcos regulativos de la distribución que se han descrito en el apartado anterior. En éstos se divide la actividad tradicional de distribución en dos: por un lado la actividad de red y, por otro lado, la actividad de comercialización. A cada una de estas actividades le corresponde uno de los bloques de la calidad del servicio anteriormente definidos. La actividad de comercialización dará la calidad de la atención comercial y la actividad de red dará la calidad del suministro.

La introducción de competencia en la actividad de comercialización es considerada clave en la mayoría de los nuevos procesos de liberalización de los mercados eléctricos. Esta circunstancia hace innecesaria una regulación explícita de la calidad de atención comercial. Las propias leyes del mercado en competencia cuidarán de que la calidad sea la adecuada. Únicamente en el caso de existir clientes cautivos que no puedan elegir Comercializadora podría contemplarse implantar cierto control. Éste es el caso español, donde habrá clientes sujetos a tarifa durante cierto periodo de tiempo en el nuevo marco regulativo. Si esta situación es meramente transitoria, las Comercializadoras tendrán interés en mantener la calidad de atención comercial en niveles aceptables con vistas a la próxima liberalización, haciendo innecesaria una regulación explícita.

La actividad de red, o simplemente actividad de distribución, se considera un monopolio natural y por tanto se controla fuertemente mediante esquemas de limitación de precios o de ingresos, tal y como se ha descrito en el apartado anterior. La calidad del suministro, aspecto técnico de la calidad, depende en gran medida de las inversiones y las prácticas de operación y mantenimiento llevadas a cabo por las Distribuidoras. Se considera por tanto necesario regular la calidad del suministro.

La regulación de la calidad de la onda tiene unas particularidades propias. Para una adecuada regulación de este aspecto de la calidad, es necesario coordinar no sólo las acciones de la Distribuidora, sino también a los fabricantes de equipos eléctricos y electrónicos, y a los propios usuarios. Como ya se presentó en el capítulo 2, el objetivo de una buena calidad de la onda es el correcto funcionamiento de los equipos conectados a la red eléctrica. Para ello existe un amplio consenso internacional sobre los niveles de compatibilidad electromagnética (CEM) [CEI 90-a, CEI 90-b] que permiten el adecuado funcionamiento de los equipos en su entorno electromagnético. En los niveles CEM se definen tanto los límites de emisión como los límites de susceptibilidad de los equipos. Estas normas son seguidas por los fabricantes de equipos eléctricos, por lo que no tiene sentido tener una mejor calidad en las redes eléctricas que la que son capaces de soportar los equipos. Estos niveles han sido trasladados a la norma UNE-EN 50160 [UNE-EN 50160]. En esta tesis se propone utilizar los niveles especificados en esta norma como niveles objetivo de calidad de la onda. Al mismo tiempo, teniendo en cuenta que la mala calidad de la onda está provocada en parte por los propios clientes, deben establecerse mecanismos de control de los clientes perturbadores así como límites a las perturbaciones que puedan inyectar. En caso de incumplimientos, deben articularse mecanismos que consigan llevar los niveles de calidad de la onda dentro de los límites especificados. Estos mecanismos pueden ser la obligación de desarrollar planes de mejora, posibles penalizaciones en caso de incumplimientos repetitivos, etc. Dentro de la calidad de la onda, quedarían algunos aspectos poco estudiados o controlados por la regulación propuesta, como son las interrupciones breves, los microcortes y los huecos. Debido a cierta similitud con las interrupciones largas, podría plantearse regularlas según un esquema parecido al presentado a continuación para la continuidad del suministro.

La continuidad de suministro está íntimamente ligada a las inversiones y a las prácticas de operación y mantenimiento que realiza la Distribuidora. Es la que más se puede ver afectada por el cambio hacia una remuneración de las Distribuidoras basada en el servicio ofrecido que incentive una reducción de los costes. Es por tanto imprescindible que la regulación de la continuidad de suministro se encuentre directamente ligada a la regulación y retribución de la Distribuidora por inversiones y costes de explotación. A diferencia de la calidad de onda, aquí no se puede hablar de límites de perturbación dentro de los cuales los receptores son capaces de funcionar. Si el suministro está interrumpido, un receptor eléctrico no puede funcionar, suponiendo un coste para los clientes. Es necesario llegar a un compromiso entre los costes para los clientes debidos a las interrupciones de suministro, y los costes para la Distribuidora que supone disminuir el número de las interrupciones y su duración. La tesis se centra en una propuesta de la regulación de continuidad del suministro adaptada a la nueva legislación del sector eléctrico.

Toda regulación debe cumplir una serie de objetivos, o tener ciertas propiedades. En el caso concreto de una buena regulación de calidad, además de ser objetiva, transparente y no discriminatoria, debe:

- 1) Controlar que el nivel de calidad del suministro ofrecido sea acorde con la remuneración percibida por la Distribuidora.
- 2) Conseguir que el nivel de calidad del suministro ofrecido sea el óptimo social.
- 3) Conseguir que los clientes se vean beneficiados por la consecución del óptimo social, sin perjudicar a las Distribuidoras.
- 4) Garantizar que todos los clientes tengan un mínimo de calidad del suministro.

El primer objetivo está muy ligado con la remuneración global de la Distribuidora. Al estar íntimamente ligada la calidad del suministro con la política de inversiones y de operación y mantenimiento de la Distribuidora, la remuneración anual base debe tener asociada un nivel de calidad base concreto. La regulación de calidad debe incidir directamente sobre la remuneración anual de la Distribuidora en función del nivel de calidad realmente ofrecido, y así adecuar la remuneración percibida con la calidad ofrecida. Para ello se propone articular mecanismos de incentivos y/o penalizaciones que aumenten o disminuyan la remuneración anual base de la Distribuidora según se consigan niveles de calidad superiores o inferiores al nivel de calidad base especificado.

De la misma forma que la remuneración de la Distribuidora está orientada en los nuevos marcos regulativos al servicio ofrecido, los incentivos y/o penalizaciones también deben basarse en el nivel de calidad ofrecido, y desligarlos de los costes incurridos por la Distribuidora en inversiones y en operación y mantenimiento. Estos incentivos/penalizaciones deben además conseguir que se cumplan los demás objetivos de una regulación de calidad.

El segundo objetivo es que el nivel de calidad ofrecido sea el óptimo social. Los incentivos/penalizaciones que se diseñen deben conseguir que las Distribuidoras, buscando maximizar su beneficio, inviertan hasta alcanzar el nivel óptimo social. El nivel de calidad óptimo social es aquél para el cuál se minimiza el Coste Social Neto (CSN) de la calidad. Este coste es, por una parte, los costes de inversión y operación y mantenimiento de las Distribuidoras, a los que hay que sumar los costes soportados por los clientes debidos a las interrupciones del suministro. Los temas asociados con el nivel de calidad óptimo se tratan en detalle en el apartado 4 de este capítulo.

El nivel de calidad deseado no es el mismo para todos los clientes. Los costes asociados a la red de distribución tampoco son los mismos según las características del mercado servido. Estas circunstancias llevan a considerar que el nivel de calidad óptimo no es único. Se propone dividir el mercado servido en tres tipos de zonas, urbana, semiurbana y rural, cada una de ellas con un nivel de calidad óptimo. La discusión sobre la zonificación del mercado y la justificación de la división propuesta se desarrolla en el apartado 5.

En el apartado 6 se presentan dos mecanismos de incentivos/penalizaciones. Uno de ellos se basa en índices de calidad de sistema, mientras que el otro se basa en índices de calidad individuales. Los dos mecanismos pueden considerarse complementarios, permitiendo cada uno de ellos alcanzar objetivos diferenciados. Los índices de sistema permiten medir la adecuación de la remuneración con el nivel de calidad obtenido por el sistema en su conjunto. Unos incentivos/penalizaciones basados en índices de sistema permiten llevar la calidad del sistema hacia su nivel óptimo, adecuando en cada momento la remuneración de las Distribuidoras al nivel de calidad ofrecido. Deben diseñarse estos incentivos de forma que permitan trasladar parte de la reducción de costes a los clientes. Los índices individuales permiten controlar la calidad ofrecida a cada cliente en particular, permitiendo garantizar un nivel mínimo

de calidad, o una compensación económica a través de un mecanismo de penalizaciones. El resultado de la aplicación de estos incentivos sobre la remuneración de las Distribuidoras puede verse gráficamente en la figura 4.1. Se han considerado incentivos o penalizaciones lineales con la mejora o disminución de calidad del suministro. Esta gráfica es conceptual, juntándose en un mismo eje la calidad medida mediante índices de sistema y la medida mediante índices individuales. Entre el nivel de calidad mínimo garantizado y el nivel óptimo desde un punto de vista socioeconómico existe una zona lineal que adecua la remuneración de las Distribuidoras al nivel de calidad obtenido. Por encima del nivel óptimo, no aumenta la remuneración puesto que no sería eficiente socioeconómicamente. Por debajo del nivel mínimo garantizado, no sólo disminuye la remuneración para adecuarla al nivel de calidad ofrecido, sino que se añade otra penalización con efecto disuasivo.

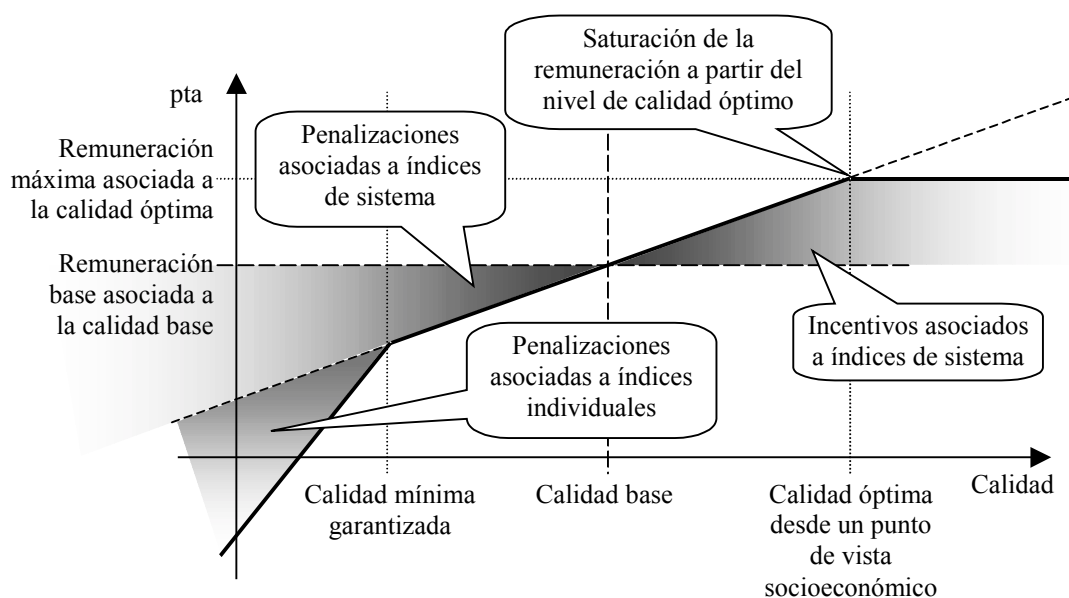


Figura 4.1 Remuneración de las Distribuidoras con respecto al nivel de calidad del servicio ofrecido.

La implantación de una regulación de calidad no sólo debe cumplir los objetivos anteriores, sino que además debe ser fácilmente controlable y auditable, tener en cuenta los índices históricamente medidos, los niveles de calidad históricos de la red de distribución, e incorporar periodos transitorios de adaptación a la nueva regulación. En el apartado 7 se presenta una implantación práctica de la regulación propuesta para el caso español.

4. Nivel óptimo de calidad

Cualquier regulación debe procurar la minimización del Coste Social Neto (CSN) asociado a la prestación del servicio. El CSN es el coste soportado por la sociedad en su conjunto en la prestación del servicio considerado, para el cual es necesario conocer el coste de suministrar el producto o servicio por un lado, y su función de utilidad para los receptores del producto o servicio por otro. En el caso del suministro de energía eléctrica, este CSN puede ser evaluado mediante la suma de los dos conceptos siguientes:

- Coste de la falta de calidad en los clientes
- Coste de prestación del servicio con un determinado nivel de calidad para las Distribuidoras

En la figura 4.2 se tiene una representación de los dos conceptos en función del nivel de calidad existente, determinado por el índice genérico CAL. Este índice mide cualitativamente el nivel de calidad, y es mayor cuanto mejor sea el nivel de calidad. 'I(CAL)' es la función de coste de las inversiones necesarias para obtener ese nivel de calidad y 'C(CAL)' la función de coste para los clientes de la falta de calidad.

Existe un amplio consenso en la literatura técnica [Billinton 96-a, Kariuki 96-c, Sullivan 96, Allan 95, UNIPED 90, Billinton 83] en que las dos funciones de costes cualitativas sean tal y como están representadas en la gráfica. El coste de tener cierto nivel de calidad para los clientes disminuye exponencialmente a medida que crece el nivel de calidad, tendiendo a cero para calidad total, mientras que el coste que supone a las distribuidoras mejorar el nivel de calidad crece exponencialmente.

Si se quiere minimizar el CSN, la ecuación a minimizar sería por tanto:

$$CSN = I(CAL) + C(CAL) \quad (4.1)$$

El nivel óptimo de calidad (NOC), o CSN mínimo, se alcanza cuando las derivadas parciales de ambos términos son iguales y de signo contrario (ver figura 4.2):

$$\left. \frac{\partial I}{\partial CAL} \right|_{NOC} = - \left. \frac{\partial C}{\partial CAL} \right|_{NOC} = K \quad (4.2)$$

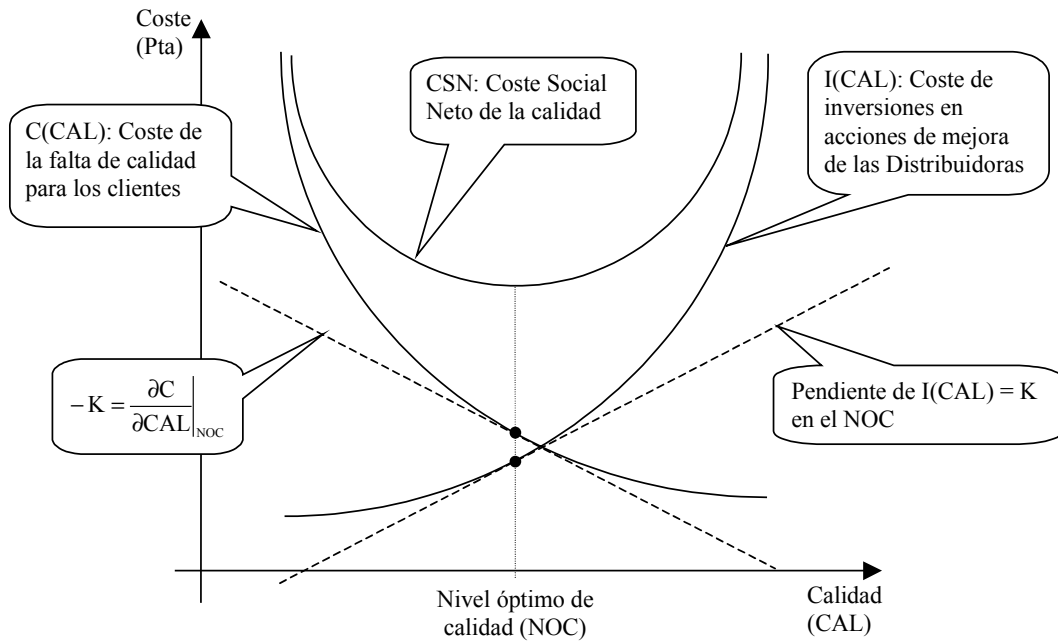


Figura 4.2 Coste Social Neto de la calidad.

Es importante notar que desde un punto de vista cualitativo, como puede verse en la figura 4.2, el valor de la derivada de $I(CAL)$ o coste marginal de mejorar la calidad aumenta a medida que el nivel de calidad aumenta. Es decir, cuanto mejor sea el nivel de calidad, más costará mejorarla. En el caso de estar en una calidad inferior al NOC, el coste marginal será siempre inferior al valor K de la pendiente en el NOC, que es igual al valor absoluto de la derivada de la curva de calidad para los clientes $C(CAL)$:

$$\left. \frac{\partial I}{\partial CAL} \right|_{Calidad \leq NOC} \leq K = - \left. \frac{\partial C}{\partial CAL} \right|_{NOC} \quad (4.3)$$

Por otro lado, el valor absoluto de la derivada de $C(CAL)$ decrece a medida que la calidad mejora. Dicho de otro modo, el beneficio marginal que obtienen los clientes debido a una mejora de calidad decrece a medida que la calidad aumenta. En el caso de estar en un nivel de calidad inferior al NOC, entonces el beneficio marginal siempre será superior al valor K de la pendiente en el NOC:

$$- \left. \frac{\partial C}{\partial CAL} \right|_{Calidad \leq NOC} \geq K \quad (4.4)$$

De lo expuesto anteriormente, se puede deducir que en el caso de encontrarse en un nivel de calidad inferior al NOC, el coste marginal de mejorar la calidad es inferior a K , que es a su vez inferior al beneficio marginal que obtienen los clientes debido a la mejora de la calidad. Estos tres valores se igualan en el NOC llegando así a un punto de equilibrio. Desde un punto de vista social, es rentable invertir para

mejorar la calidad hasta que se llegue al NOC, a partir del cual el coste de mejora es mayor que el beneficio que se obtiene.

El problema para determinar el nivel óptimo de calidad reside en que por lo general no se conocen estas dos funciones. El coste de la obtención de un determinado nivel de calidad no está claro. Las Distribuidoras saben lo que les cuesta suministrar la electricidad con el nivel actual de calidad, pero no saben cuánto les costaría incrementar esa calidad, y mucho menos trazar la curva completa. Ni siquiera es posible separar completamente las inversiones destinadas a mejorar la calidad del suministro: el suministro de electricidad y su calidad no son productos separados, y una inversión en infraestructura para el suministro de electricidad se convierte automáticamente en inversión en calidad. Tampoco se están teniendo en cuenta las inversiones dedicadas a reducir pérdidas, que podrían considerarse en otro eje horizontal: un eje mide calidad, otro mide pérdidas, obteniéndose de esta forma una superficie de costes en vez de una curva. La generalización del planteamiento propuesto para incluir pérdidas no se tratará en esta tesis. Por otra parte, sí existen ciertas inversiones claramente orientadas a la mejora de la calidad: instalación de equipos de señalización y seccionamiento en las redes de distribución, conexiones alternativas, etc.

La función de coste de la falta de calidad para los clientes $C(CAL)$, también es desconocida. No hay ningún método directo para conocer el perjuicio que está causando la falta de calidad. Se han hecho muchos estudios con diferentes enfoques, pero la dificultad radica en que es muy difícil llegar a saber qué costes indirectos aparecen detrás de un apagón (pérdidas de alimentos congelados, saqueos, disturbios...). Ni siquiera los costes directos son fáciles de determinar, ya que el suministro de electricidad es también un suministro de comodidad cuya ausencia es difícil de valorar: por ejemplo, cuánto se valora poder subir o no uno, dos o tres pisos en ascensor, o tener que poner otra vez en hora todos los despertadores conectados a la red, etc.

Existe otra dificultad añadida al problema: estas curvas de costes no son únicas. La curva de costes de inversión varía con el mercado que hay que servir: no es lo mismo distribuir en una zona montañosa poco poblada que distribuir en una gran ciudad donde se alcanza una mucho mejor calidad con un coste mucho menor. Tampoco la falta de calidad supone los mismos costes a todos los clientes: por ejemplo, un cliente industrial seguramente necesitará mucha mejor calidad que un cliente doméstico. Incluso entre clientes domésticos existen grandes variaciones a la hora de valorar una interrupción de suministro.

Por otro lado, también está el problema del índice de calidad: se ha utilizado un índice genérico CAL que debe medir la calidad en su conjunto. Pero ya se vio en el capítulo anterior que no existe ningún índice que mida todos los aspectos de calidad. Ni siquiera se puede decir que exista un índice para cada aspecto general de la calidad como puede ser la continuidad del suministro o la calidad de la onda. Además, el nivel de calidad puede variar con el tiempo, primero debido a su carácter aleatorio y, segundo, debido a variaciones de la demanda en el tiempo, etc.

Todos estos problemas son los que han llevado a utilizar siempre en la literatura técnica únicamente un planteamiento cualitativo del problema de la determinación del nivel óptimo de calidad. En los siguientes apartados, se proponen diversas aproximaciones al problema de la determinación de estas funciones, con el fin de poder calcular el nivel óptimo de calidad.

4.1. Coste de la falta de calidad para los clientes

Los clientes tienen costes derivados de la falta de calidad del suministro. Algunos de estos costes son consecuencia directa de la falta de calidad: en una industria, la parada de un proceso productivo, la pérdida de bienes como alimentos congelados, etc.; también son costes directos las medidas que se tomen para paliar el efecto de la falta de calidad: instalación de un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) que permita seguir trabajando durante un tiempo en el caso de interrupción de suministro, etc. Estos costes directos son relativamente fáciles de identificar y cuantificar. Existen otros costes directos o indirectos muy difíciles de valorar. El suministro de electricidad también es un suministro de comodidad: cuánto se valora poder subir o no uno, dos o más pisos en ascensor, o tener que poner otra vez en hora todos los despertadores conectados a la red, etc. Detrás de apagones generales, pueden aparecer

disturbios, saqueos, etc. La función de coste de la falta de calidad para los clientes quiere representar todos estos costes.

A la dificultad de la determinación de los costes ocasionados a los clientes, se une que según el tipo de cliente afectado, los costes ocasionados serán distintos. Una primera distinción podría hacerse entre clientes residenciales, comerciales o industriales. Pero no sería suficiente, ya que dentro de una misma categoría siguen existiendo muchas diferencias, aún haciendo una clasificación más fina. Una parte de los costes ocasionados es muy subjetiva y depende de la valoración que haga cada cliente del servicio o de la función de utilidad de la electricidad en cada caso particular. Otro problema añadido que ya se ha comentado en el apartado anterior es que no existe un índice de calidad total, que tenga en cuenta todos los aspectos de la calidad.

La forma de resolver este problema ha evolucionado desde que empezó a utilizarse este concepto de coste de falta de calidad. Históricamente, lo más parecido es la valoración de la falta de calidad utilizada como criterio de fiabilidad en planificación de los sistemas de energía eléctrica. Después, se ha ido incorporando este concepto para tomar decisiones de inversión para la mejora de la calidad en redes ya construidas, y como elemento de decisión en regulaciones de calidad. El índice elegido más corrientemente incluso hoy en día es la Energía No Suministrada (ENS). Se le asigna un coste, lo que hace que se invierta para evitarlo. El índice de ENS no tiene en cuenta todos los aspectos de calidad: únicamente incluye parte del aspecto de continuidad del suministro, que por otro lado era hasta hace muy poco prácticamente el único aspecto de la calidad que preocupaba. Tampoco se suele tener en cuenta la distinta valoración que hace cada cliente de la falta de calidad, dando un único valor de ENS para todos. Aunque en algunos casos se ha considerado un valor distinto según el tipo de zona de distribución: la distinción más común es la de zona rural o zona urbana, tal y como hace la regulación de calidad en Argentina [Argentina 92].

El valor asignado a la ENS ha ido variando con el tiempo: en un principio, se asignaba únicamente como valor el precio de venta al público de la energía. Éste no es realmente un criterio de valoración del coste para los clientes, sino más bien de coste para las Distribuidoras en concepto de energía no vendida. Esta práctica ha ido evolucionando para tener en cuenta el coste para los clientes. Para ello, la práctica más común es aumentar el valor de la ENS intentando aproximar al valor que le dan los clientes. Junto con este aumento del valor de la ENS, se ha intentado medir mejor la falta de calidad, de forma que englobase más aspectos de la misma. Hasta ahora se ha intentado tratar de forma conjunta únicamente el problema de la falta de continuidad, dando lugar a las funciones de Valoración Económica de Continuidad o funciones VEC.

A continuación se presentan las funciones VEC y el cálculo del coeficiente de coste asignado a los diversos índices de calidad utilizados.

4.1.1. Funciones VEC

En vez de intentar encontrar un índice que mida la calidad en su conjunto, lo que se ha intentado es asociar a cada aspecto de calidad un coste, de forma que se puedan sumar los costes de los distintos índices y obtener por tanto un único valor de coste para la calidad. Esto se ha llevado a cabo con la continuidad del suministro únicamente, creando lo que se llaman las funciones de Valoración Económica de la Continuidad (funciones VEC). El resto de los aspectos de la calidad no se han intentado integrar: la atención comercial es una preocupación muy nueva y la calidad de la onda suele tratarse de forma diferenciada. Por ejemplo, en la regulación Argentina, se regula por separado la continuidad del suministro, la calidad de la onda, y la atención comercial [Argentina 92].

Para medir la continuidad del suministro, la ENS sola es incompleta: únicamente tiene en cuenta la duración de las interrupciones, sin distinguir su número. Este aspecto es importante, ya que no tiene el mismo coste ser interrumpido una vez veinte horas, que veinte veces una hora. Las funciones VEC suelen asignar un coste a la frecuencia de las interrupciones y otro a su duración. Basándose en los trabajos desarrollados en [Kariuki 96-b, Kariuki 96-c, Carrillo 93, PIE-132264 92, Laturus 91, Mäkinen 90], se propone un ejemplo de función VEC:

$$f_{VEC}(\text{TIEPI}, \text{NIEPI}, \text{DMI}) = A(\text{DMI}) \text{NIEPI} + B \text{TIEPI} \quad (4.5)$$

donde,

- PI: potencia instalada total en la zona en estudio.
- TIEPI: índice de calidad TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada) de la zona en estudio.
- NIEPI: índice de calidad NIEPI (Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada) de la zona en estudio.
- DMI: duración media de una interrupción. Se calcula como el cociente del índice TIEPI dividido por el índice NIEPI.
- A(DMI): coeficiente de coste del kVA interrumpido: valora el número de interrupciones en función de su duración media.
- B: coeficiente de coste del kVAh no suministrado: valora el tiempo de interrupción total de la potencia instalada.

El primer sumando de esta función VEC asocia un coste al número de interrupciones. Se propone el índice NIEPI, que indica el número de interrupciones equivalentes de toda la potencia instalada. El segundo sumando mide la duración de estas interrupciones, utilizando para ello el índice TIEPI que mide el tiempo total que ha estado interrumpida toda la potencia instalada. Estos dos términos se normalizan con la potencia instalada, para poder tener unos coeficientes de coste A y B en pesetas por kVA instalado interrumpido el primero, y peseta por kVAh no suministrados el segundo. Esta última unidad no es muy corriente, y puede interpretarse como la energía máxima potencial no suministrada (en adelante Energía No Suministrada Potencial, o ENSP). Se calcula como el tiempo de interrupción por la potencia instalada interrumpida. Es importante normalizar estos costes para poder hacerlos lo más independientes posible de la red estudiada. Se proponen estos índices por ser los más comúnmente utilizados en España para medir los dos aspectos de continuidad del suministro, sobre todo el TIEPI. Se elige normalizar con la potencia instalada ya que los dos índices de calidad utilizados están ponderados por ella.

El segundo término está muy cerca en realidad de valorar el coste de la ENS. No se puede medir directamente la energía no suministrada, al ser algo que no existe realmente. Es necesario estimarla, y existen muchas alternativas posibles de cálculo. Una alternativa se presenta en la siguiente ecuación:

$$ENS = TIEPI PD \quad (4.6)$$

- PD: potencia demandada total en la zona en estudio.

La potencia demandada también es una estimación, que puede calcularse como la potencia media demandada en el periodo considerado, aplicando un factor de potencia medio a la potencia instalada. El coeficiente B tendría entonces las unidades de pesetas por kWh no suministrado, siendo equivalente al coste de la ENS históricamente calculado. De hecho, en [Carrillo 93, PIE-132264 92, Laturmus 91, Mäkinen 90] se utiliza la ENS en el segundo término. Tiene el inconveniente de tener que recurrir a estimaciones.

Volviendo al primer término, se propone utilizar un índice de sistema basado en la potencia instalada más que en los clientes. Una razón es guardar cierta coherencia con el segundo término y, por otro lado, se considera acertado asignar un coste normalizado por la potencia, ya sea instalada o demandada. Una interrupción será más costosa para un cliente con una potencia instalada importante del tipo industrial que a un cliente residencial con poca potencia instalada. En algunos casos, lo que se propone es utilizar un índice basado en clientes, como el NIA (Número de Interrupciones por Abonado) o SAIFI anglosajón, aunque luego se normalice también con la potencia instalada. Es una solución intermedia que intenta tener en cuenta de alguna forma el hecho de que generalmente muchas interrupciones a pequeños clientes suponen un coste mayor que una sola a uno grande. También se conservan las unidades del coeficiente de coste A, en pesetas por kVA instalado interrumpido.

Tal y como está propuesta la función VEC, la única forma en la que puede distinguir entre distintos costes para distintos clientes, es a través de los coeficientes de coste A y B que se utilicen. En cualquier caso, siempre se valorará la continuidad del suministro de forma global para todos los clientes del área en estudio. La diferenciación se hará en función de la mezcla de clientes de la zona. Cuanto más pequeña sea la zona estudiada, más preciso podrá ser el coste calculado, ya que se utilizará unos índices de calidad más específicos, y podrán utilizarse unos coeficientes de coste mejor adaptados. El extremo sería calcular la función VEC individualmente para cada cliente, convirtiéndose los índices TIEPI y NIEPI en índices

individuales de tiempo total y número de interrupciones. Los coeficientes A y B serían los costes específicos que sufren esos clientes debido a las interrupciones.

Esta dificultad de la función VEC propuesta para poder distinguir los costes que sufren cada cliente por separado es común a la mayoría de las funciones revisadas en la literatura técnica. La razón principal es que el nivel de continuidad ofrecido a los clientes está íntimamente ligado con las redes a las que están conectados. Es muy difícil elevar el nivel de continuidad a un único cliente mediante inversiones en las redes sin que se vean afectados los demás. Otro tipo de medidas que influyen en la calidad individual, como por ejemplo la instalación de equipos SAI (Sistemas de Alimentación Ininterrumpida), se consideran más como inversiones del cliente que como inversiones en mejora de la calidad de la distribuidora. El cliente intenta reducir sus costes debidos a la falta de calidad con la instalación de estos equipos. Con esto se quiere decir que el problema de la inversión en continuidad, o la valoración del coste que supone es un problema de un conjunto de clientes, y no puede tratarse de forma individual. Únicamente puede distinguirse entre conjuntos de clientes que se encuentran en redes distintas. Los clientes pertenecientes a una misma red tendrán la misma calidad del suministro, aunque la valoren de forma distinta.

[Kariuki 96-b] y [Mäkinen 90] proponen personalizar aún más la función VEC, y calcular el coste de la falta de calidad basándose no sólo en índices de sistema y coeficientes que ya engloban el conjunto de clientes afectados, sino directamente calcularla en función de los índices de calidad de cada punto de carga, asociado en cada caso a los clientes conectados en cada punto. De esta forma se obtiene un valor de la continuidad de suministro para el conjunto de la red y, como productos intermedios, el valor de la continuidad en cada punto de demanda. [Kariuki 96-b] llama a esta función *Customer Outage Costs* (COC) o costes de interrupciones a clientes.

El método es más preciso, pero también mucho más trabajoso: necesita de muchos más datos. Estas soluciones pueden ser viables a la hora de un estudio particular para la planificación de una red o para determinar las inversiones en calidad a realizar. En una regulación de calidad, donde se quieren planificar niveles de calidad objetivos para el conjunto de las redes de una distribuidora, parece más adecuado un cálculo más sencillo y más global como el propuesto en esta tesis.

Como soluciones intermedias, se puede hacer una clasificación de grupos de clientes y del coste que soportan en función de la zona en la que están. Los tipos de zonas que se suelen proponer son zonas rurales y zonas urbanas, suponiéndose que cualquier zona urbana soportará los mismos costes por la falta de calidad, y lo mismo para las zonas rurales. Este problema se discute más adelante en el apartado “Zonificación” de este mismo capítulo. Otra posibilidad es realizar un análisis más detallado, separando el mercado en zonas determinadas y teniendo en cuenta la composición de clientes de cada zona considerada. Este método, aunque más trabajoso, tiene la ventaja de tener en cuenta realmente qué mezcla de clientes se está estudiando, aunque siempre sea en una zona y nunca individualmente.

En cualquier caso, además de tener que definir la estructura de la función VEC más adecuada, es necesario calcular los coeficientes de coste asociados a cada sumando. A continuación se presenta los distintos métodos encontrados en la literatura técnica para definir esos coeficientes.

4.1.2. Coeficientes de coste

Históricamente, el cálculo del coeficiente de coste se restringía a intentar determinar el coste de la ENS. Se han seguido tres grandes caminos para intentar calcularlo:

- Métodos indirectos, basados en estudios de índices macroeconómicos.
- Métodos directos, basados en el estudio de eventos específicos. Analizar algún apagón general en alguna zona e intentar deducir los costes directos e indirectos ocasionados: pérdidas directas de bienes perecederos, consecuencias de disturbios, etc.
- Métodos basados en encuestas.

Los dos primeros métodos se han ido desechando debido al carácter demasiado general del primero y demasiado específico del segundo. El último basado en encuestas es el método que ha encontrado mayor aceptación, y al que se ha dedicado más esfuerzos [Kariuki 96-a, Wacker 89-a, Wacker 89-b, Wojczynski 84, Wacker 83].

A pesar de que este sea el método más aceptado, tiene una serie de problemas asociados al método y a la particularidad del producto electricidad. Las encuestas se basan en que se considera a los clientes los más apropiados para determinar el coste que les supone la interrupción del suministro de electricidad. Típicamente, una medida del valor asociado a un producto, o a la falta de dicho producto, es lo que el cliente está dispuesto a pagar por él. En el caso de la electricidad, esta máxima no se cumple: la electricidad se ha convertido en un producto básico para cualquier cliente, ya sea industrial, residencial o de cualquier tipo, y se considera como un derecho ser suministrado al menor coste posible. Hasta ahora ese suministro se hacía vía un monopolio, teniendo características de servicio público. De ahí que la sensibilidad de los clientes hacia el producto electricidad, y sus reacciones frente a preguntas sobre su disponibilidad para pagar más, o que se modifique el producto entregado no siempre son racionales. El valor del producto en el mercado no tiene por qué coincidir con su valor intrínseco. Por otro lado, el valor de la fiabilidad del producto es distinto que el producto en sí. El valor que se da a la fiabilidad depende también del nivel de fiabilidad que se ha tenido históricamente. En [Wacker 89-a] se discute con más detalle este problema, describiendo además distintos métodos de encuestas. A continuación se presentan los procedimientos más utilizados.

El método más inmediato es el directo, según el cual se pregunta al cliente los costes que le puede ocasionar una interrupción. Para ello se realizan una serie de hipótesis, tal como el momento de la interrupción (día de la semana y hora) y su duración, y se le pide cuantificar sus costes. Tomando varias posibles situaciones, se consigue determinar el coste de una interrupción de cualquier duración para un cliente de ese tipo. Este método funciona razonablemente bien con los grandes clientes, clientes industriales y en algunos casos para los clientes comerciales, que conocen los problemas derivados de una interrupción del suministro en su proceso de producción o actividad, y son capaces de cuantificarlos en dinero.

Otro método es preguntar lo que se está dispuesto a pagar por una mejora en la calidad (*willingness to pay* en terminología anglosajona), combinado con el empeoramiento de la calidad que se está dispuesto a aceptar a cambio de una reducción en la tarifa (*willingness to accept*). Se supone que estas dos variables deberían representar el coste marginal en el nivel de calidad en que se encontrase cada cliente, y que ambos deberían ser parecidos. Debido a que la electricidad no es percibida como un producto normal por los clientes como ya se expuso anteriormente, esta condición no se cumple: los clientes generalmente están dispuestos a pagar mucho menos por una mejora de calidad, de lo que quieren que se les baje la tarifa por un empeoramiento equivalente de la calidad. Pero los resultados de este tipo de encuestas siguen siendo válidos, si se tiene en cuenta sus limitaciones: pueden tomarse como los límites superior e inferior del coste asociado a la falta de calidad.

Un tercer método con bastante aceptación es el de la estimación indirecta de los costes. Lo que se pide a los clientes es que determinen qué medidas tomarían para protegerse de eventuales situaciones de mala calidad. Para ello, se les propone una serie de medidas alternativas, y se les pide que determinen la más adecuada. A continuación se presentan algunos ejemplos de preguntas:

- Cuánto invertirían en pólizas de seguros para protegerles del coste de las interrupciones, y cuantía de la indemnización para cada interrupción sufrida
- Valor que debiera asignar la Distribuidora a la ENS para la planificación
- Qué medidas tomarían para protegerse frente a eventuales interrupciones: velas, linternas, SAI (Sistema de Alimentación Ininterrumpida), etc.
- Qué tarifa elegiría de las propuestas, cada una con distintas posibilidades de cortes en caso de sobrecarga de la red

Por supuesto, los resultados obtenidos en otros países no son extrapolables a los demás. El hecho que la valoración de la calidad dependa del nivel que tenga en ese momento, además del hecho que dentro de la valoración entran muchos conceptos subjetivos que pueden variar considerablemente de una sociedad a otra.

De estas encuestas, se obtiene de cada cliente un coste para cada interrupción, en función de su duración. De esta manera se obtiene una función de coste de una interrupción en función de la duración de la misma. Normalmente, se consideran 4 ó 5 intervalos de interrupción: 1 minuto, 20 minutos, 1 hora, 4 horas y 8 horas, calculándose el coste de una interrupción de una duración intermedia por interpolación. A esta función se la suele llamar en la literatura técnica anglosajona *Customer Interruption Costs* (CIC) o coste de interrupción a un cliente, y se mide directamente en dinero [Kariuki 96-b]. Para poder calcular el coste de una interrupción a un cliente de un tipo dado, primero se normalizan los CIC para poder

sumarlos. [Kariuki 96-b] y [Wacker 89-a] proponen normalizar esta función mediante la demanda punta o la energía anual consumida por el cliente. De esta forma se obtienen las *Customer Damage Function* (CDF) o función de daños al cliente. Estas funciones vienen dadas en pta/kW de demanda punta en el primer caso, o pta/kWh anuales consumidos en el segundo. Es importante no tomar directamente esta función como el coste de la Energía No Suministrada, a pesar de sus unidades. Esto es únicamente una normalización para poder compararlo. De hecho, en la literatura consideran más conveniente utilizar la demanda punta para los grandes clientes, y en cambio utilizar la energía anual consumida para los residenciales. También se podría utilizar cualquier otro parámetro que se considere oportuno, como por ejemplo la potencia instalada por cada cliente.

Una vez se tiene la CDF, se calcula la *Sector Customer Damage Function* (SCDF) o función de daños a un tipo de cliente. Utilizando las CDF calculadas para cada cliente de un mismo tipo, y haciendo una media ponderada por el factor normalizador utilizado (demanda punta, energía anual consumida o potencia instalada), se obtiene el coste medio que sufre un cliente del tipo considerado (por ejemplo residencial) debido a una interrupción de duración determinada. Este valor seguirá estando normalizado por el factor elegido. En la figura 4.3, se muestra como ejemplo de lo que se obtiene unas SCDF extraídas de [Wacker 89-a]. Los valores están expresados en dólares canadienses, ya que el estudio se realizó en ese país. No se pueden extrapolar estos resultados al caso español directamente, habría que realizar las encuestas descritas en España.

Hasta ahora se tienen los CIC (*Customer Interruption Costs*), que son referidos a un cliente en concreto. Las CDF (*Customer Damage Function*) son lo mismo pero normalizadas, y las SCDF (*Sector Customer Damage Function*) son costes normalizados para un tipo de cliente. Estas funciones son por lo tanto independientes de la red y de la carga. Son datos generales que se pueden utilizar para concretar los costes de una interrupción de un determinado punto, utilizando información adicional sobre la composición de clientes en ese punto y su demanda.

Una vez se sabe la composición de los clientes conectados en un punto de la red, y su demanda, se puede obtener la *Composite Customer Damage Function* (CCDF) o función de daños a un conjunto de clientes de distinto tipo. Para ello se hace una media ponderada por el factor normalizador utilizado, y se obtiene un coste normalizado de interrupción en función de su duración para el conjunto de clientes conectados a ese punto o red. Este dato ya es dependiente de la red estudiada, o más bien de la mezcla de clientes que se ha tomado. Si el factor normalizador utilizado es la potencia instalada, puede utilizarse para el coeficiente de coste A(DMI) de la función VEC presentada en la ecuación (4.5) la CCDF particularizada para el conjunto de clientes de la red en estudio.

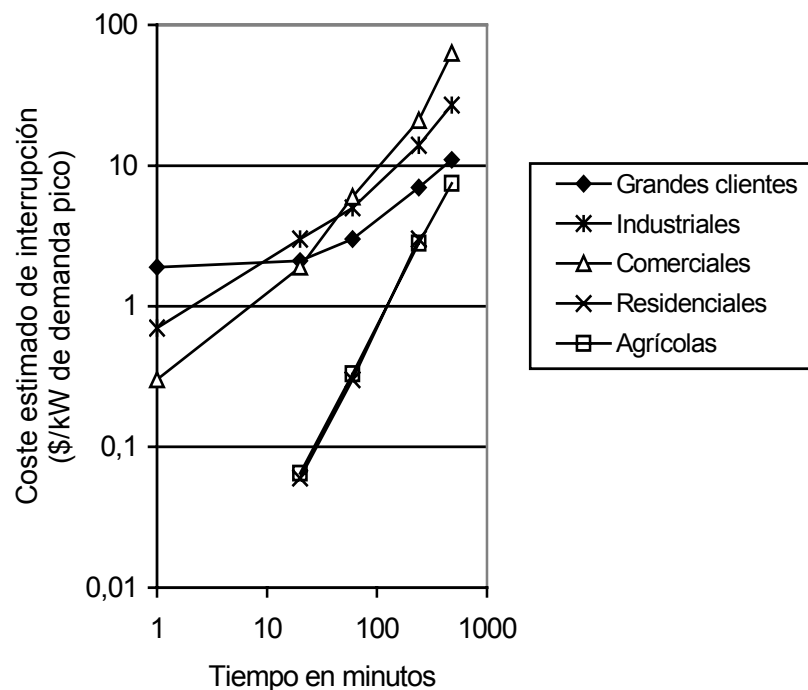


Figura 4.3 Ejemplos de SCDF en Canadá.

[Kariuki 96-b] propone para calcular su función COC (*Customer Outage Costs*, o función VEC) utilizar una CCDF para cada nodo de la red estudiada, en vez de una única CCDF para todo el conjunto de clientes. Estas CCDF se utilizan en un análisis de fiabilidad donde se analizan los costes ocasionados por el fallo de cada elemento de la red (utilizando una tasa de fallo) en cada nodo afectado. Cada nodo tiene asociado la composición de clientes que están conectados a él. Lo que se consigue con este método es tener en cuenta no sólo la composición de clientes de la red estudiada, sino también la influencia de la estructura de la red en el coste final para los clientes de los niveles de calidad existentes.

También se han utilizado los datos extraídos de las encuestas para calcular un valor de la ENS, que se puede utilizar previa adaptación para determinar el valor del coeficiente B propuesto en la ecuación (4.5). En la literatura técnica, según el propósito para el cual se quiere utilizar varían los métodos para calcularla. Se distingue principalmente entre el coste de energía no suministrada en cada nivel jerárquico de un sistema eléctrico. Normalmente, un sistema se divide en tres niveles, generación, transporte y distribución, llamándose cada uno respectivamente HLI, HLII y HLIII en terminología anglosajona, o niveles jerárquicos I, II y III. En [Billinton 87] y [Oteng-Adjei 90], se describe cómo calcular el denominado *Interrupted Energy Assessment Rate* (IEAR) o precio aconsejado de la energía interrumpida para los niveles jerárquicos I y II (HLI y HLII).

En [Goel 91] se describe cómo calcular el IEAR en el nivel III, o nivel de distribución. En este caso, se calcula el coste de la ENS para cada punto de carga estudiado, utilizando para ello las CCDF del punto en cuestión. El IEAR se calcula como el cociente de los costes de las interrupciones que afectan al punto de carga en estudio por el valor estimado de la ENS en el punto. Para estimar el coste de las interrupciones, se utilizan las tasas de fallo de los elementos que afectan al punto de carga, el tiempo de reparación asociado así como la CCDF del punto de carga. El valor obtenido no varía prácticamente con la cantidad de ENS, aunque sí lo hace si cambia la estructura de la red. Es por tanto independiente del nivel de calidad obtenido, pero dependiente de la red que se está estudiando: tanto de la composición de los clientes conectados, como de la estructura de la misma.

Por último, queda resaltar que en la literatura técnica mencionada, los coeficientes de coste se calculan para funciones VEC diferentes de la propuesta. Esto quiere decir que es necesario adaptarlos. Normalmente estos coeficientes son calculados pensando en una función VEC de un único término. Será necesario asignar correctamente la parte que le corresponde a cada uno de los términos propuestos aquí.

4.1.3. Curvas obtenidas

Para poder valorar el coste que le supone la falta de calidad a los clientes, se utiliza una función VEC cuyos coeficientes de coste se ajustan mediante encuestas a clientes. El primer aspecto que se quiere resaltar es que hasta ahora, únicamente se trata la falta de continuidad del suministro. Los otros dos aspectos de la calidad, atención comercial y calidad de la onda, no se incluyen en este tratamiento. A pesar de excluir partes importantes de la calidad, no se obtiene una curva de coste en función de una única variable como fue presentada anteriormente, sino una hypersuperficie en función de varias variables. En el caso de la función VEC propuesta en esta tesis, sería una hypersuperficie en función de 3 variables, que son los tres índices de calidad TIEPI, NIEPI y DMI. En principio, el hecho de que se utilicen una, dos o n variables para describir la calidad no debería tener importancia. Lo único que debe cumplirse es que las curvas asociadas a cada uno de los índices, resultantes de fijar todos los demás, cumplan los requisitos expuestos: que la curva de coste sea convexa, es decir, que el coste y su derivada sean monótonamente decrecientes con la mejora del índice en cuestión.

Este aspecto del número de variables para definir la calidad es importante ya que seguramente habrá que incluir poco a poco más aspectos de la calidad en la valoración de la falta de calidad para los clientes. Actualmente, los grandes clientes conectados en alta tensión no están preocupados por la continuidad del suministro: el nivel de continuidad que existe en la red de 220 kV es prácticamente del 100%. En cambio, sus procesos productivos pueden verse interrumpidos por microcortes o huecos de tensión. A medida que la continuidad del suministro vaya mejorando, ésta pasará a un segundo plano, y los clientes demandarán más atención para otros aspectos de la calidad a los que serán sensibles.

Por lo tanto, todo lo dicho sobre el Nivel Óptimo de Calidad (NOC) anteriormente se mantiene, pero ahora el coeficiente K se convierte en un vector de coeficientes con tantos elementos como índices se

utilicen para determinar la calidad. El valor de cada coeficiente será la derivada parcial en el NOC del coste de la falta de calidad respecto a cada índice de calidad utilizado.

Será necesario, a la hora de analizar el coste de inversiones en mejora de la calidad, calcular la hypersuperficie de coste en función de los mismos índices que se utilicen para el cálculo de coste de fiabilidad.

4.2. Coste de inversiones en mejora de la calidad

En la figura 4.2 se tiene la curva de costes de inversión de las Distribuidoras para la mejora de calidad. Estos costes de inversión provienen de la instalación de los equipos y elementos que constituyen la red de distribución. Las variables de decisión de las Distribuidoras son por tanto la instalación o no de equipos o elementos que formen parte de la red. El hecho de instalar unos u otros elementos, o de decidir qué cantidades de algún elemento se instalan, serán las que determinen el coste de las inversiones así como el nivel de calidad obtenido.

Por tanto cualquier posible inversión o acción de mejora en las redes de distribución es una variable de decisión de las Distribuidoras. En [Pérez-Arriaga 92] se distinguen dos grandes grupos de inversiones: por un lado están las inversiones orientadas a la resolución del **problema estructural**. Se entiende por problema estructural la necesidad de conectar todas las cargas con las fuentes de alimentación. A estas inversiones se las denomina inversiones de primera magnitud, debido a la importancia de las mismas.

El otro gran grupo son las inversiones destinadas a resolver el **problema de fiabilidad**, o de calidad de suministro. Se entiende por problema de fiabilidad la existencia de interrupciones de suministro causadas por las averías de las instalaciones. Estas averías ocurren de acuerdo a una tasa de fallos, y provocan interrupciones asociadas al despeje de la falta, reparación de la avería y posterior reposición del suministro. Estas inversiones se llaman de segunda magnitud al ser menores que las de primera: el margen de mejora de calidad en el problema de fiabilidad es mucho menor que en el problema estructural, donde se parte de cero.

Tomando como ejemplos de inversión la instalación de subestaciones AT/MT, líneas de MT y selectores de tramo, y ordenándolas de coste mayor a menor de cada una de ellas, se puede ver la relación entre variables de decisión de la Distribuidora y los costes de inversión en la figura 4.4. Los selectores de tramo son elementos de corte y seccionamiento constituidos por un interruptor con capacidad de corte limitada que permiten detectar y aislar el tramo de línea en el que se ha producido una falta de tipo permanente. Estos equipos son una inversión típica de segunda magnitud.

Simplificando aún más el problema y considerando todas las subestaciones iguales (de mismo coste), todas las líneas iguales así como los selectores, la curva de costes de inversión es una sucesión de tramos rectos, con cambio de pendiente en donde se deciden cambiar las variables de decisión. En cada tramo, la pendiente de la recta viene dado por el coste unitario del elemento instalado. En realidad, el eje de abscisas está formado por elementos discretos, por lo que la curva debería crecer a escalones cada vez que se añade uno. Se ha linealizado para una mejor comprensión y facilitar su tratamiento matemático. Puede observarse que se obtiene una curva de pendiente decreciente, fruto de la ordenación de las variables de decisión. Se puede considerar que las decisiones de inversión se toman también en ese orden: primero se instalarían subestaciones, después líneas y, por último, selectores. La frontera entre las inversiones de primera magnitud y las de segunda magnitud podría estar entre la última línea instalada y el primer selector.

Lo que se quiere determinar ahora es la relación entre los costes de inversión y la mejora de la calidad. Se propone relacionar las variables de decisión de la Distribuidora con las mejoras de calidad obtenidas. Una vez se conozca esta curva, en combinación con la anteriormente presentada, se puede obtener la relación buscada.

Una posible forma de análisis cuantitativo del impacto de las decisiones de inversión en la mejora de la calidad del servicio es el estudio detallado de alimentadores reales o alimentadores obtenidos de modelos de planificación. Otra forma alternativa sería basarse en la definición de alimentadores tipo. Se

llama alimentador tipo a un alimentador que represente parte de los alimentadores reales que tengan una estructura, una potencia instalada, etc. similares. Se definirían los alimentadores tipo de forma que representasen de forma completa los distintos tipos de mercado existentes, para poder tener en cuenta las singularidades del mercado servido. Esta cuestión se trata más en detalle en el siguiente apartado titulado “Zonificación”.

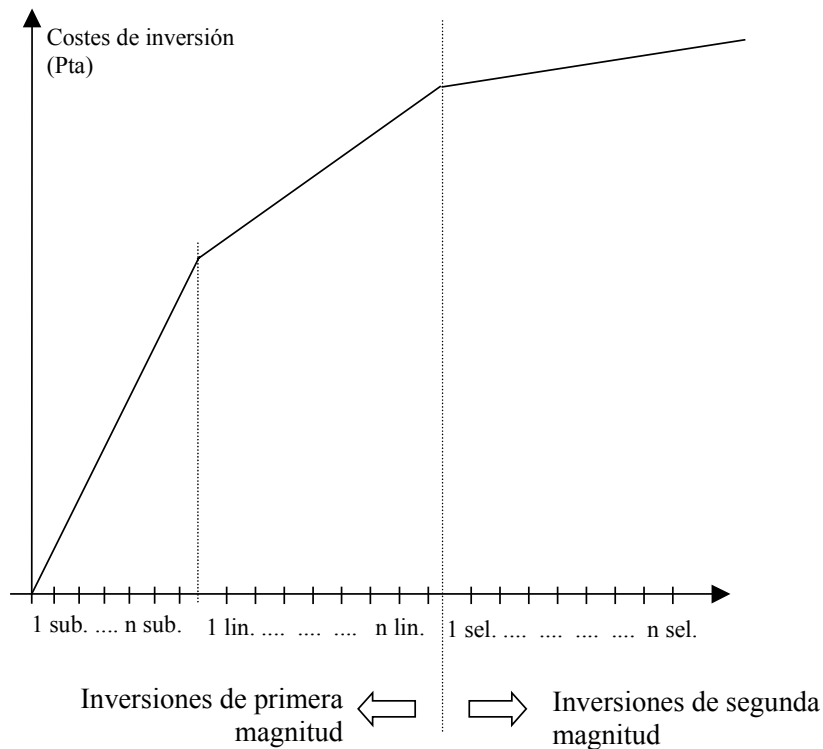


Figura 4.4 Curva de costes de inversión en función de las variables de decisión de las Distribuidoras.

Cada alimentador tipo tendría una longitud media, una potencia instalada media y un número medio de clientes que reflejasen a los alimentadores a los que representase. También tendría una tasa media de fallos por unidad de longitud, con los cuales se podría hacer un análisis de fiabilidad con el que calcular los valores asociados de TIEPI y NIEPI. Estos valores de TIEPI y NIEPI se llamarían niveles de referencia. Se obtendría unos valores de referencia para cada tipo de mercado considerado.

Se supone que esos alimentadores tipo u obtenidos de modelos de planificación son los que existirían una vez realizadas todas las inversiones de primera magnitud. Estas inversiones son las mínimas exigibles, puesto que son indispensables para el suministro de electricidad. Estas inversiones tendrían asociadas el nivel de calidad de referencia calculado anteriormente.

Además, se tiene las inversiones de segunda magnitud, destinadas a resolver el problema de fiabilidad. Existen muchas posibles inversiones en mejora de la calidad, de las que a continuación se exponen algunas. Mantenimiento preventivo: disminuye la tasa de fallos de las instalaciones. Instalación de nuevas líneas: mejora la tasa de fallos, el nivel de mallado de la red, las posibilidades de alimentaciones alternativas, etc. Instalación de equipos aisladores: permiten reducir el número de interrupciones sufridas, así como su duración.

Se puede por tanto estudiar el impacto de las inversiones de segunda magnitud sobre el nivel de calidad de referencia. De esta forma, se obtiene una curva de mejora de los índices de calidad en función de las acciones de mejora seleccionadas para cada alimentador tipo. En la figura 4.5, se muestra un ejemplo de curva que se puede obtener. Está calculada a partir del análisis de un alimentador tipo, considerando únicamente como posible inversión de segunda magnitud la instalación de selectores de tramo. Mide el efecto de estos selectores sobre el índice de calidad TIEPI. Este índice está normalizado por el valor de TIEPI sin ningún selector instalado. Aunque únicamente se haya analizado el efecto de los selectores sobre el índice de calidad TIEPI, la curva obtenida podría ampliarse para ver su variación al modificar las inversiones de primera magnitud, como líneas o subestaciones, y estudiar su influencia en otros índices de calidad tales como el NIEPI o el DMI. En los siguientes subapartados, se describe como se ha obtenido la gráfica de la figura 4.5: se presenta primero el alimentador tipo utilizado, luego el

método de cálculo de la curva, y por último un ejemplo concreto de cálculo de mejora del TIEPI. Estos ejemplos son muy simplificados para dar una idea del alcance de la metodología propuesta.

El paso de esta gráfica a la gráfica de coste de inversiones en función de la mejora de calidad es prácticamente inmediato. La mejora de calidad se mide con el índice TIEPI, o cualquier otro utilizado. El eje de variables de decisión de la Distribuidora se convierte en coste mediante una simple transformación lineal, si sólo tenemos en cuenta un tipo de inversión. Habría que transformarla linealmente a tramos en caso de tener varios tipos de inversión. El hecho de que la curva y su derivada sean monótonamente decrecientes en vez de crecientes es únicamente debido a que los ejes verticales y horizontales están intercambiados en un caso y en otro. En la figura 4.2, la calidad está en el eje de abscisas, y en la figura 4.5 está en el eje de ordenadas.

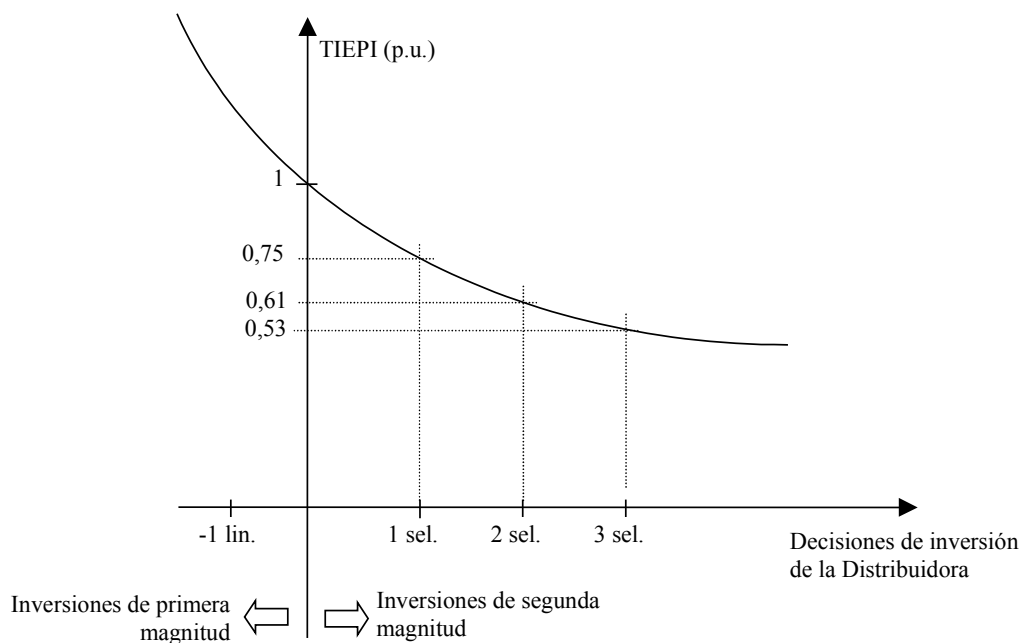


Figura 4.5 Curva de mejora del TIEPI en función de la instalación de selectores de tramo.

En cualquier caso, es importante tener en cuenta las limitaciones existentes a la hora de calcular esta curva en la práctica. Se quiere obtener una curva que sea válida para un amplio espectro de la red de distribución. Únicamente así será útil para poder calcular el nivel óptimo de calidad, conjuntamente con las curvas de coste de la falta de calidad para los clientes. El cálculo de esta curva se enfrenta a los mismos problemas que la de los costes de los clientes. Por un lado los costes de una red de distribución dependen mucho del mercado servido: a mayor concentración de clientes, más barato. Por otro, la calidad del servicio no sólo depende del número y tipo de elementos que constituyen la red, sino también de su estructura. A su vez la estructura depende del mercado servido. Las soluciones que se den a los problemas de cálculo de la curva de costes de inversión deben ir paralelas a las soluciones propuestas para el coste para los clientes, ya que el objetivo es obtener la curva de Coste Social Neto de la calidad, resultado de ambas.

El problema de la dependencia del mercado debe por tanto solucionarse de la misma forma: es decir, mediante la consideración de distintas zonas de distribución. Este problema se trata en detalle en el siguiente apartado.

Un problema que no aparecía en la curva de costes de la calidad para los clientes, es el hecho de que cada Distribuidora puede haber tenido distintas políticas de planificación. En este planteamiento se han separado las inversiones de primera magnitud y las de segunda, suponiendo un nivel de calidad de referencia en la frontera. Ese nivel de calidad puede ser muy diferente en función de las políticas de planificación de inversiones de primera magnitud de cada Distribuidora. Ello provocaría que las mejoras esperadas con inversiones de segunda magnitud no fuesen las esperadas, o en cualquier caso no fuese uniforme entre distintas compañías Distribuidoras.

Otro problema es hasta qué punto el cálculo del efecto de las inversiones sobre la calidad basándose sobre alimentadores tipo puede extrapolarse al conjunto de la red. Añadido a este problema, estaría determinar con qué nivel de precisión es necesario modelar el alimentador tipo y las medidas de mejora

que se quieren tener en cuenta, y cómo de completo debe ser el análisis de fiabilidad. En el siguiente capítulo de esta tesis se tratan más en detalle las dificultades de un análisis de fiabilidad completo, así como del análisis de la mejora de calidad obtenida en función de las distintas alternativas de inversión.

4.2.1. Alimentador Tipo

Ya se ha dicho anteriormente que debido a las distintas estructuras de la red, distintas densidades de carga, etc., el efecto de la misma inversión en una zona o en otra puede ser muy diferente. Puede plantearse la posibilidad de analizar el impacto de las inversiones en uno o varios alimentadores tipo que sean representativos de la zona considerada. En este apartado se describe como especificar un alimentador tipo a partir de los datos de una zona de distribución.

Los datos necesarios son los siguientes:

- Número de salidas (NS): es el número de alimentadores existentes en la zona considerada.
- Potencia Instalada (PI_{Total}).
- Longitud total en km de las líneas aéreas y los cables subterráneas (Lon_{Total}).
- TIEPI: valor del índice TIEPI histórico de la zona considerada.
- NIEPI: valor del índice NIEPI histórico de la zona considerada.

Con estos datos, se determinaría para cada zona un alimentador tipo con:

$$PI_{alim} = \frac{PI_{Total}}{NS}; Lon_{alim} = \frac{Lon_{Total}}{NS}; TIEPI; NIEPI \quad (4.7)$$

Los índices TIEPI y NIEPI serían los mismos que los de la zona considerada, puesto que son índices unitarios en función de la potencia instalada. Además de estos índices, se podrán calcular la tasa de fallos por unidad de longitud y año, y el tiempo de reparación medio de las interrupciones:

$$\text{Tasa de fallos: } \lambda = \frac{NIEPI}{Lon_{alim}} \left(\text{int} / \text{km} \cdot \text{año} \right) \quad (4.8)$$

$$\text{Tiempo de reparación medio: } t_r = \frac{TIEPI}{NIEPI} \text{ (horas)} \quad (4.9)$$

Se supone que las cargas están uniformemente repartidas por todo el alimentador tipo (a intervalos regulares) y que la tasa de fallos es el valor medio de las tasas de fallos de los distintos tramos del alimentador real.

Se propone a continuación un ejemplo de lo que podría ser un alimentador tipo de un mercado típicamente rural. Es el alimentador utilizado para los cálculos de la figura 4.5.

Ejemplo de alimentador tipo rural

En las zonas rurales, es común encontrarse con alimentadores largos, con baja densidad de carga, y tasa de fallos alta. Se proponen los siguientes datos característicos:

$$\begin{aligned} Lon_{alim\ rural} &= 50 \text{ km}; PI_{alim\ rural} = 8 \text{ MVA}; TIEPI_{rural} = 8 \text{ horas}; NIEPI_{rural} = 8 \text{ int.} \\ \lambda &= 0,16 \text{ int} / \text{km} \cdot \text{año}; t_r = 1 \text{ hora} \end{aligned} \quad (4.10)$$

4.2.2. Mejora de la calidad

En este ejemplo, se quiere determinar la variación de calidad frente a la instalación de selectores de tramo. Para ello se considera que el alimentador analizado sin ningún selector de tramo tendrá el nivel de calidad de referencia. Todos los niveles de calidad se normalizarán tomando como base el nivel de referencia. Por tanto el nivel de referencia normalizado de TIEPI será: $TIEPI^N = 1$. En el caso del ejemplo de alimentador rural analizado, es equivalente a un TIEPI de 8 horas. Se mide la reducción de TIEPI en por unidad (p.u.) con la instalación de selectores en los alimentadores tipo.

Los selectores instalados dividirán el alimentador en tramos de la misma longitud y, por tanto, con la misma potencia instalada (la potencia instalada se considera uniformemente repartida). También se puede considerar como la instalación de un selector la automatización de una alimentación alternativa. El efecto combinado de una alimentación alternativa automática y de un selector puede ser mucho mayor que la de dos selectores colocados en medio del alimentador.

Para el cálculo del TIEPI de un alimentador con distintos tramos divididos por selectores hay que seguir las siguientes reglas:

- Una falta afecta al tramo donde se produce, y a todos los tramos aguas abajo que no tengan alimentación alternativa.
- Una falta no afecta a los tramos aguas arriba del tramo donde se produjo.

Teniendo en cuenta que la tasa de fallos es uniforme en todo el alimentador, que la carga se supone uniformemente repartida y que todas las faltas tienen la misma duración media, el cálculo de la reducción del TIEPI es muy fácil una vez se conoce cómo están distribuidos los tramos. La distribución de los tramos depende de la estructura del alimentador, y la estructura depende a su vez del tipo de zona que quiere representar el alimentador tipo.

En un alimentador rural, es difícil que exista la posibilidad de alimentaciones alternativas, por lo tanto en el ejemplo de alimentador rural analizado no se tendrán en cuenta. Colocando 1, 2 y 3 selectores, se obtienen los valores de TIEPI presentados en la tabla 4.1. Los valores mínimos y máximos corresponden a distintas estructuras del alimentador, de forma que los tramos delimitados por los selectores pueden quedar en serie o en paralelo, o una combinación de ambos. En el siguiente subapartado se puede ver un ejemplo de cálculo de reducción de TIEPI para el caso de instalación de dos selectores.

Tabla 4.1 Valores de TIEPI en p.u. con la colocación de selectores.

	TIEPI mínimo (p.u.)	TIEPI máximo (p.u.)	TIEPI medio (p.u.)
1 selector	0,75	0,75	0,75
2 selectores	0,56	0,66	0,61
3 selectores	0,4375	0,625	0,53

Puesto que se considera que la duración de todas las interrupciones es la misma, las reducciones porcentuales de TIEPI serán las mismas que de NIEPI, siendo válida la misma curva (en p.u.) para los dos índices. Con un cierto número de estos puntos podría extrapolarse y obtener una curva continua (ver figura 4.5). En el origen del eje de abscisas (correspondiente a $TIEPI^N$ igual a la unidad), se sitúa la frontera entre las inversiones de primera y segunda magnitud. El nivel de calidad en ese punto corresponde por tanto al nivel de calidad de referencia: en el caso de la figura 4.5, $TIEPI=1$. A la derecha, estarían las inversiones de segunda magnitud, representadas por los selectores, y a la izquierda las inversiones de primera magnitud representadas por líneas y, más lejos, no representados en la figura, por subestaciones.

4.2.3. Ejemplo de cálculo de reducción del TIEPI

En este subapartado se describe como ejemplo el cálculo de reducción de TIEPI para el caso de instalación de 2 selectores en un alimentador rural.

Se considera que todas las faltas tienen el mismo tiempo de reposición t_r , que la tasa de fallos por unidad de longitud es la misma en todo el alimentador, que la potencia instalada está uniformemente repartida en el alimentador, y que los selectores que se instalen dividen el alimentador en zonas de igual longitud. Los datos del alimentador considerado son los siguientes:

- L_{Total} : Longitud total del alimentador.
- P_{Total} : Potencia instalada total del alimentador.
- λ : Tasa de fallos del alimentador por unidad de longitud.
- t_r : Tiempo de reposición del servicio.

Cálculo del TIEPI sin selectores instalados

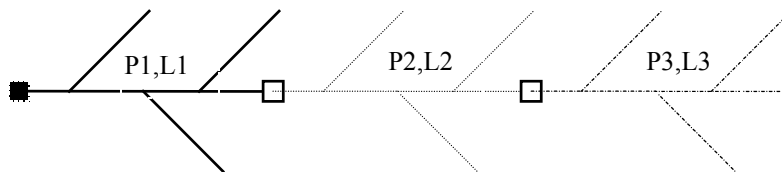
Si no hay ningún selector instalado, cualquier falta en el alimentador afecta a todo el alimentador. El TIEPI se calcula como sigue:

$$\text{TIEPI}^0 = \frac{\lambda \times L_{\text{Total}} \times P_{\text{Total}} \times t_r}{P_{\text{Total}}} = \lambda \times L_{\text{Total}} \times t_r \quad (4.11)$$

Cálculo del TIEPI con 2 selectores

Los dos selectores instalados dividen el alimentador en tres tramos de igual longitud. Existen dos posibilidades para dividir el alimentador

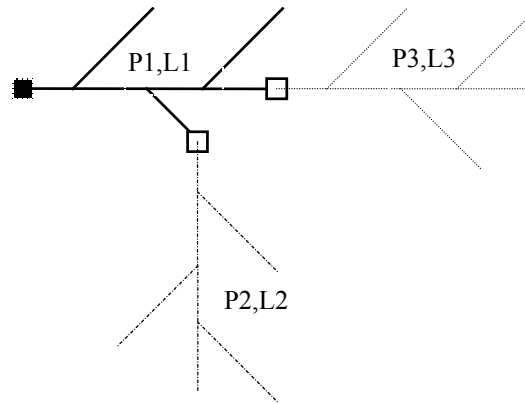
a)



Una falta en el tramo 1 afecta a todo el alimentador. Una falta en el tramo 2 afecta sólo al tramo 2 y 3. Una falta en el tramo 3 sólo afecta al tramo 3. El TIEPI del alimentador con dos selectores instalados según la topología a) es igual a:

$$\begin{aligned} \text{TIEPI}^{2,a)} &= \frac{\lambda \times L_1 \times P_{\text{Total}} \times t_r + \lambda \times L_2 \times (P_1 + P_2) \times t_r + \lambda \times L_3 \times P_3 \times t_r}{P_{\text{Total}}} \\ &= \frac{\lambda \times \frac{L_{\text{Total}}}{3} \times P_{\text{Total}} \times t_r + \lambda \times \frac{L_{\text{Total}}}{3} \times \frac{2 \times P_{\text{Total}}}{3} \times t_r + \lambda \times \frac{L_{\text{Total}}}{3} \times \frac{P_{\text{Total}}}{3} \times t_r}{P_{\text{Total}}} \\ &= \lambda \times L_{\text{Total}} \times t_r \times \left(\frac{1}{3} + \frac{2}{9} + \frac{1}{9} \right) \\ &= \frac{2}{3} \text{TIEPI}^0 \approx 0,66 \text{TIEPI}^0 \end{aligned} \quad (4.12)$$

b)



Una falta en el tramo 1 afecta a todo el alimentador. Una falta en el tramo 2 afecta sólo al tramo 2 y una falta en el tramo 3 sólo afecta al tramo 3. El TIEPI del alimentador con dos selectores instalados según la topología b) es igual a:

$$\begin{aligned}
 \text{TIEPI}^{2,b)} &= \frac{\lambda \times L_1 \times P_{\text{Total}} \times t_r + \lambda \times L_2 \times P_2 \times t_r + \lambda \times L_3 \times P_3 \times t_r}{P_{\text{Total}}} \\
 &= \frac{\lambda \times \frac{L_{\text{Total}}}{3} \times P_{\text{Total}} \times t_r + \lambda \times \frac{L_{\text{Total}}}{3} \times \frac{P_{\text{Total}}}{3} \times t_r + \lambda \times \frac{L_{\text{Total}}}{3} \times \frac{P_{\text{Total}}}{3} \times t_r}{P_{\text{Total}}} \quad (4.13) \\
 &= \lambda \times L_{\text{Total}} \times t_r \times \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{9} + \frac{1}{9} \right) \\
 &= \frac{5}{9} \text{TIEPI}^0 \approx 0,56 \text{TIEPI}^0
 \end{aligned}$$

Suponiendo que hay tantos alimentadores del tipo a) como del tipo b) en la zona de estudio, se obtiene un TIEPI medio para 2 selectores instalados de:

$$\text{TIEPI}^2 = \frac{\text{TIEPI}^{2,a)} + \text{TIEPI}^{2,b)}}{2} = \frac{0,66 + 0,56}{2} \text{TIEPI}^0 = 0,61 \text{TIEPI}^0 \quad (4.14)$$

5. Zonificación

En el apartado anterior, al hablar del cálculo del nivel óptimo de calidad (NOC), se recogía la dificultad que representaba la diversidad del mercado servido, los tipos de cliente con distintas necesidades, los distintos costes de servir a un cliente según el lugar geográfico en el que se encuentra, etc.

El problema de la diversidad de los clientes ya se ha tratado hasta cierto punto, al tenerlo en cuenta en el cálculo de los coeficientes de las funciones de costes. A pesar de que lo ideal sería calcular y conseguir el NOC para cliente, todos los clientes conectados a una misma línea de distribución tendrán una calidad similar. Las inversiones que se hagan en esa línea afectarán a todos ellos, aunque únicamente unos pocos puedan estar interesados en esa mejora de la calidad y, sobre todo, únicamente unos pocos estén dispuestos a pagar por que se mejore la calidad. Es necesario encontrar un NOC para un conjunto de clientes.

Por otro lado, la estructura de la red de distribución y por tanto la fiabilidad varían con la composición del mercado servido. En una zona urbana donde existe una gran concentración de cargas, la red suele ser subterránea y, aunque explotada radialmente, suele ser mallada. En cambio, en una zona rural, los

alimentadores suelen ser aéreos, sin mallas y por tanto sin posibilidad de reconfiguraciones de emergencia. Los costes de estos dos tipos de líneas también son completamente distintos.

Aparece por tanto la necesidad de definir distintos tipos de mercado servido. Es necesario encontrar un punto de equilibrio razonable entre calcular muchos NOC, y calcular uno solo para todos. Además, es importante tener en cuenta que se quiere determinar el NOC a efectos regulativos. Por tanto, será necesario un trato uniforme y no discriminatorio entre las distintas compañías Distribuidoras que pueden tener distintos mercados.

En este apartado se presenta una posible división del mercado servido en tres tipos de zona: urbana, semiurbana y rural. La definición de estas zonas se basa en variables objetivas, transparentes y fácilmente auditables que describen el mercado servido. Se comprueba que todas las zonas pertenecientes a un mismo tipo tienen la misma estructura de red y el mismo nivel de calidad esperado, permitiendo asociar a cada tipo de zona un coste de inversión para las Distribuidoras y establecer objetivos de calidad uniformes dentro de cada tipo de zona.

También se presenta un método para calcular el nivel de calidad asociado a las inversiones actuales, teniendo únicamente en cuenta variables objetivas de mercado, y filtrando por tanto aspectos como la influencia de las distintas políticas de mantenimiento de las Distribuidoras en la variabilidad del nivel de calidad de una zona a otra.

5.1. Definición de tipos de zona de mercado

En el Plan Energético Nacional de 1991 [PEN 91] se propone una división del mercado basado en la densidad de los núcleos de población servidos. La división propuesta tiene tres tipos de zona: urbana, que se define como las poblaciones de más de 50.000 habitantes; no urbana, que se divide a su vez en dos, poblaciones de entre 5.000 y 50.000 habitantes, y de menos de 5.000. [UNESA 95-a] retoma la idea, y propone la misma división en tres tipos de zona, que denomina zona urbana, zona semiurbana y zona rural. La única diferencia estriba en que utiliza la densidad de los municipios en vez del tamaño de las poblaciones.

Con estas divisiones del mercado, se persigue buscar tipos de zona en los que la estructura de la red de distribución sea razonablemente homogénea. De esta forma, se prevé que los costes de distribución y el nivel de calidad que se obtenga también sean razonablemente homogéneos. Si además se considera que la mezcla de clientes en cada tipo de zona también es relativamente invariable, se puede intentar determinar para cada zona definida un nivel óptimo de calidad. Este nivel óptimo de calidad debería ser el nivel de calidad objetivo de la regulación de la calidad.

En [Muñoz 97] se realizan una serie de estudios de regresión encaminados a determinar las variables independientes que fijan la estructura de la red existente actualmente en España. Estas variables se denominan variables explicativas, y deben ser objetivas y fácilmente auditables. Para describir la estructura de la red, se proponen los kilómetros de red de media tensión aérea y subterránea, los kilómetros de red de baja tensión aérea y subterránea, así como la potencia instalada en los centros de transformación de la Distribuidora. Se eligen estas variables al existir una relación directa entre kilómetros de red y costes o calidad.

Para que el estudio de regresión tenga cierto sentido físico, las variables explicativas deben describir el mercado servido. Las variables elegidas son la distribución de viviendas y los núcleos de población, extraídas del “Censo de Población y Viviendas 91” del Instituto Nacional de Estadística [Nomenclátor 91]. Con estas variables, se comprueba que una división en tres zonas es suficiente para explicar los kilómetros de la red de distribución. Los tres tipos de zona que utiliza están definidos como sigue:

- Zonas urbanas: núcleos de población de más de 10.000 viviendas.
- Zonas semiurbanas: núcleos de población de entre 10.000 y 1.000 viviendas.

- Zonas rurales: núcleos de población de menos de 1.000 viviendas.

Los números de viviendas que definen los límites son relativos, y otros límites también son aceptables. También en [Muñoz 97] se estudia la influencia de variar esos límites, viendo que se pueden mover dentro de ciertos márgenes sin afectar en gran medida las previsiones de kilómetros de red de distribución. Si se considera que cada vivienda tiene 5 habitantes de media, se obtienen exactamente los mismos tipos de zona que en [PEN 91].

Estas definiciones de tipo de zona se enfrentan a ciertas dificultades prácticas. Los datos de número de viviendas y habitantes se han sacado del censo oficial, que no se ha renovado desde 1991 [Nomenclátor 91]. Los núcleos de población no tienen límites claramente definidos, y cambian con el tiempo en función de las viviendas construidas alrededor. Se propone por tanto utilizar otras variables, igual de objetivas, pero actualizadas continuamente y que engloben todo el territorio nacional. Primero, se propone utilizar los municipios en vez de los núcleos para definir las zonas. Estos cubren todo el territorio nacional, están claramente definidos, son datos públicos y objetivos. Esta nueva definición no cambia sustancialmente las zonas anteriores, ya que la gran mayoría de los municipios tienen asociados un único núcleo. Lo que sí aporta es una definición clara de sus fronteras. Segundo, en vez de utilizar viviendas o habitantes, se propone utilizar el número de clientes de la compañía distribuidora en cada municipio. El número de clientes es una variable fácilmente auditable, y está constantemente actualizada. La relación entre número de clientes y número de viviendas es lineal, variando desde 1,08 hasta 1,27 clientes por vivienda según el tipo de zona. De esta forma, sin modificar sustancialmente su definición, se consiguen unas zonas claramente definidas, actualizadas constantemente para tener en cuenta las variaciones del mercado. Las tres zonas propuestas serían por tanto:

- Zonas urbanas: municipios de más de 10.000 clientes.
- Zonas semiurbanas: municipios de entre 10.000 y 1.000 clientes.
- Zonas rurales: municipios de menos de 1.000 clientes.

Una vez se tienen unos tipos de zona que permiten diferenciar la estructura de red, y por tanto los costes asociados a la misma, es importante ver si el nivel de calidad en cada tipo de zona es uniforme. Al ser los fallos del suministro un fenómeno aleatorio, lo que se quiere determinar es si el nivel de calidad en un tipo de zona obedece a una misma distribución de probabilidad. En [Fuente 97-a], se realizan una serie de estudios sobre la distribución de los niveles de TIEPI de 5 provincias de las que se disponían datos, segregados por municipios urbanos, semiurbanos y rurales.

Para ello, se utiliza el test estadístico de Kolmogorov-Smirnov. Este test permite determinar si dos conjuntos de datos pertenecen a la misma distribución de probabilidad. Los resultados indican que, con una probabilidad del 99%, las distribuciones de probabilidad de los niveles de calidad medidos para cada tipo zona son distintas. De la misma forma, se ha utilizado el mismo test para determinar si los datos de calidad de todas las zonas de un mismo tipo pertenecía a una misma distribución de probabilidad. Para ello, se dividieron los datos de calidad de las zonas de un mismo tipo en distintos grupos a los que se aplicó el test de Kolmogorov-Smirnov. La hipótesis de que perteneciesen a distintas distribuciones de probabilidad se rechaza con una probabilidad del 100%, lo que quiere decir que los niveles de calidad de las zonas de un mismo tipo tienen la misma distribución de probabilidad.

De esta forma, se verifica que la división en tres tipos de zona y las variables elegidas para definir las así como sus valores son los adecuados para determinar unos niveles de calidad homogéneos en cada una de ellas. En la figura 4.6 se presenta la potencia instalada acumulada para cada tipo de zona (urbana, semiurbano y rural) en función del nivel de TIEPI obtenido. Estas funciones son las distribuciones de probabilidad del nivel de TIEPI. Es decir, indica para cada nivel de TIEPI del eje de abscisas la probabilidad de que una zona de un tipo determinado tenga un nivel de TIEPI inferior. En la figura 4.7 se muestran los índices de TIEPI segregados por tipo de zona y ordenados de menor a mayor dentro de cada zona.

Es necesario definir para cada tipo de zona una mezcla tipo de clientes, que se utilizará para el cálculo del coste de la falta de calidad para los clientes y la determinación del NOC zonal. Esta mezcla vendrá determinada por el análisis de los clientes del conjunto de las zonas del mismo tipo. Es de esperar que cualquier zona de un mismo tipo tenga una mezcla de clientes parecida, sobre todo si es lo suficientemente amplia. Es posible que un único municipio no tenga la mezcla tipo, pero un conjunto suficientemente amplio de municipios sí que debería tenerla. Es decir, en un único municipio rural, es posible que no se tenga la mezcla tipo de una zona rural, al poder concurrir algunos casos especiales como una industria importante localizada en ese municipio. Pero si se toman unos cuantos municipios, la

mezcla de clientes cumplirá seguramente con la mezcla tipo de una zona rural. Desde un punto de vista regulativo, si todas las zonas del mismo tipo son tratadas conjuntamente, el efecto de las diferencias puntuales debería desaparecer.

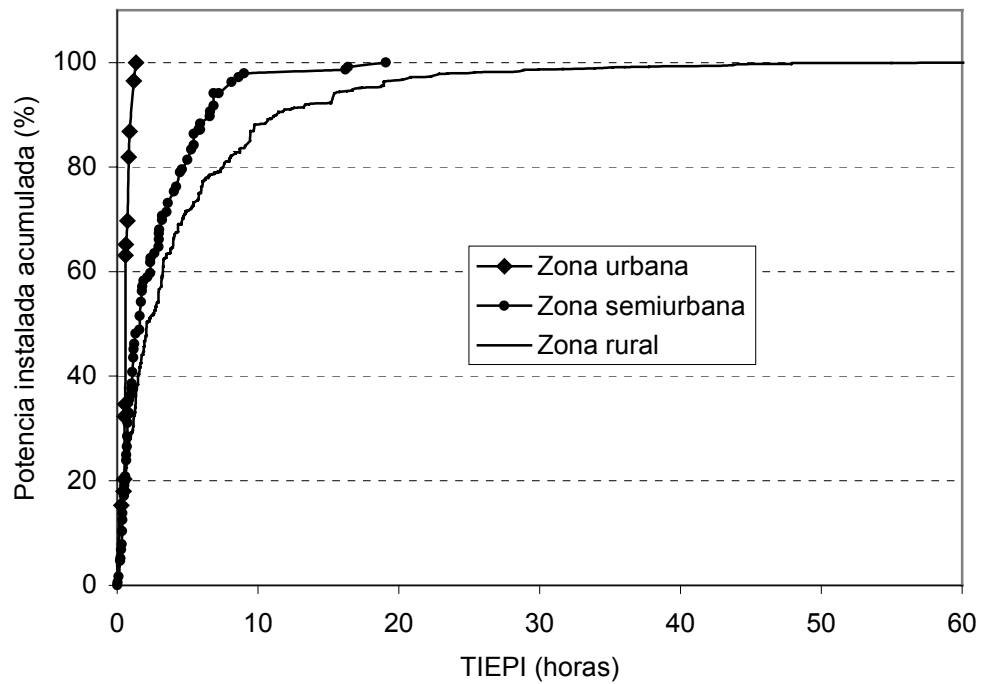


Figura 4.6 Funciones de distribución de la probabilidad del nivel de TIEPI para los tres tipos de zona: urbano, semiurbano y rural.

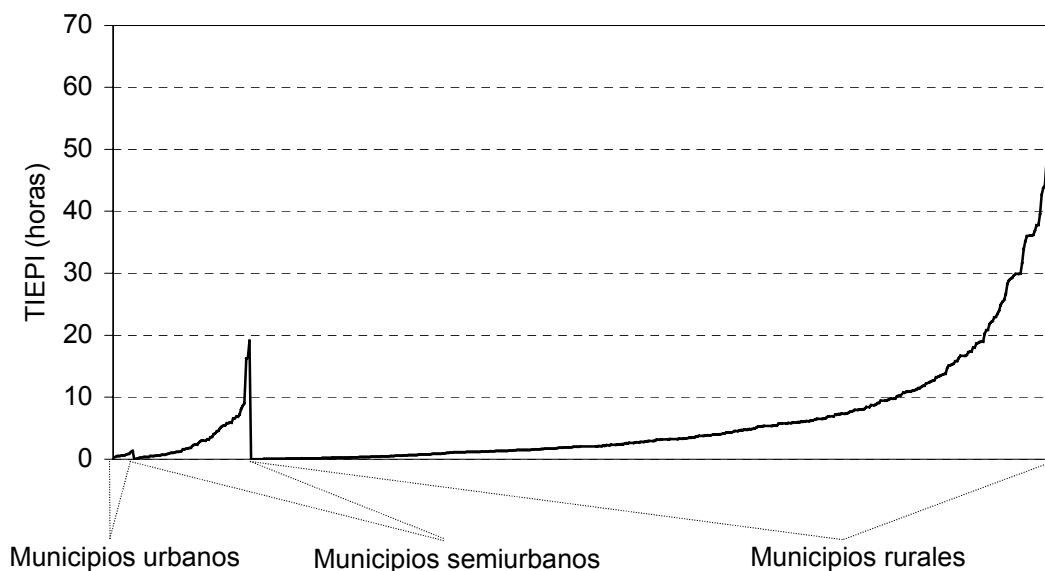


Figura 4.7 Valores de TIEPI de municipios segregados por tipo de zona, y en orden creciente.

5.2. Niveles de calidad de referencia

En este apartado, se propone un método para calcular un nivel de calidad de referencia (NCR) para cada tipo de zona propuesta en el apartado anterior. Este nivel de referencia servirá para poder comparar los niveles de calidad obtenidos en cada zona. Se propone tomar como nivel de referencia el valor medio de la distribución de probabilidad asociada con las inversiones actuales. De esta forma se determina un punto de la curva de costes de inversión de las Distribuidoras.

Una posible forma de obtener ese valor es calcular la media ponderada de los valores de calidad de todas las zonas de un mismo tipo. Este método tiene el inconveniente de no poder filtrar ciertos aspectos que afectan al nivel de calidad de una zona y que no deben ser tenidos en cuenta en una regulación, como por ejemplo la política de inversiones de una Distribuidora. Lo que se quiere es intentar determinar un nivel de calidad que venga determinado únicamente por criterios objetivos, como pueden ser la composición del mercado servido o la densidad de clientes. Se propone realizar estudios de regresión basados en variables explicativas objetivas tal y como se explica a continuación. En [Fuente 97-b] se recogen en detalle estos estudios.

Los datos de calidad utilizados son los niveles de TIEPI provinciales de los años 1992 a 1995 obtenidos de [UNESA 96]. Los objetivos de este estudio son los siguientes:

- Validar la segregación del mercado servido en zonas urbanas, semiurbanas y rurales, al estar caracterizadas cada una de estas zonas por niveles de calidad marcadamente diferentes. En una provincia existen zonas urbanas, semiurbanas y rurales. El dato provincial de calidad debe ser por tanto el resultado de una mezcla de las tres zonas.
- Obtención de índices TIEPI de referencia tanto para cada provincia como para cada tipo de zona urbana, semiurbana y rural. Estos niveles de referencia servirán para determinar el punto de la curva de costes en la que se encuentran en estos momentos las redes de distribución.
- Determinar las provincias que no se ajusten al patrón encontrado. Al realizar estudios de regresión basados únicamente en variables objetivas que caracterizan el mercado, se filtra en el resultado final el efecto que pueden tener otras variables. Entre esas otras variables que influyen en el nivel de calidad está la política de la Distribuidora en inversiones y mantenimiento. Una provincia con un nivel inferior al nivel promedio determinado puede no haber invertido lo suficiente o no haberlo hecho adecuadamente.

Como variables explicativas del mercado se toman el número de viviendas en núcleos urbanos (N_{viv_urb}), en núcleos semiurbanos (N_{viv_semi}) y en núcleos rurales (N_{viv_rur}), extraídas de [Nomenclátor 91]. Se intenta por tanto explicar el nivel de calidad de una provincia en función de su composición en viviendas pertenecientes a núcleos urbanos, semiurbanos y rurales. Estas definiciones de zonas difiere ligeramente de la propuesta en el apartado anterior, ya que es la propuesta en [Muñoz 97]. La utilización de esta división es debida a que no se disponía de los datos de número de clientes de todos los municipios españoles, agrupados por provincias.

Al ser el TIEPI un índice de calidad *unitario*, o por unidad de potencia instalada, no se puede relacionar directamente con las variables explicativas que no son unitarias, sino que reflejan la composición del mercado en valores absolutos. Para obviar esta dificultad, se realizan dos estudios de regresión con las mismas variables explicativas, tomando como variables explicadas la potencia instalada (PI) total de la provincia, y la ENSP (Energía No Suministrada Potencial) calculada como el índice TIEPI provincial multiplicado por la PI de la provincia. Las ecuaciones que se quieren ajustar son por tanto para cada provincia:

$$ENSP_i = a_1 N_{v_urb_i} + a_2 N_{v_semi_i} + a_3 N_{v_rur_i} \text{ (MVAh/año)} \quad (4.15)$$

$$PI_i = b_1 N_{v_urb_i} + b_2 N_{v_semi_i} + b_3 N_{v_rur_i} \text{ (MVA)} \quad (4.16)$$

donde el subíndice i indica la provincia. Los parámetros a_x y b_x que se obtienen son: en el caso de a_x , ENSP por vivienda de cada tipo (MVAh/V_urb, MVAh/V_semi, MVAh/V_rur); en el caso de b_x , potencia

instalada por vivienda de cada tipo (MVA/V_{urb} , MVA/V_{semi} , MVA/V_{rur}). Donde V_{urb} , V_{semi} y V_{rur} son una vivienda urbana, semiurbana y rural respectivamente.

Utilizando los resultados de estos dos modelos de regresión, se consigue estimar por un lado el índice de calidad TIEPI que debería tener cada provincia atendiendo a su composición de zonas, así como el TIEPI asociado a cada tipo de zona. Estos resultados se obtienen dividiendo término a término las dos ecuaciones:

$$TIEPI_i = \frac{ENSP_i}{PI_i} \quad (4.17)$$

donde el subíndice i indica la provincia, y

$$TIEPI_{urb} = \frac{a_1}{b_1}; TIEPI_{semi} = \frac{a_2}{b_2}; TIEPI_{rur} = \frac{a_3}{b_3} \quad (4.18)$$

Los modelos obtenidos para el año 1995 a partir de los datos nacionales son los siguientes:

$$ENSP_i = 0,009397 Nv_{urb_i} + 0,01393 Nv_{semi_i} + 0,006377 Nv_{rur_i} \text{ (MVAh/año)} \quad (4.19)$$

$$PI_i = 0,005552 Nv_{urb_i} + 0,004818 Nv_{semi_i} + 0,001068 Nv_{rur_i} \text{ (MVA)} \quad (4.20)$$

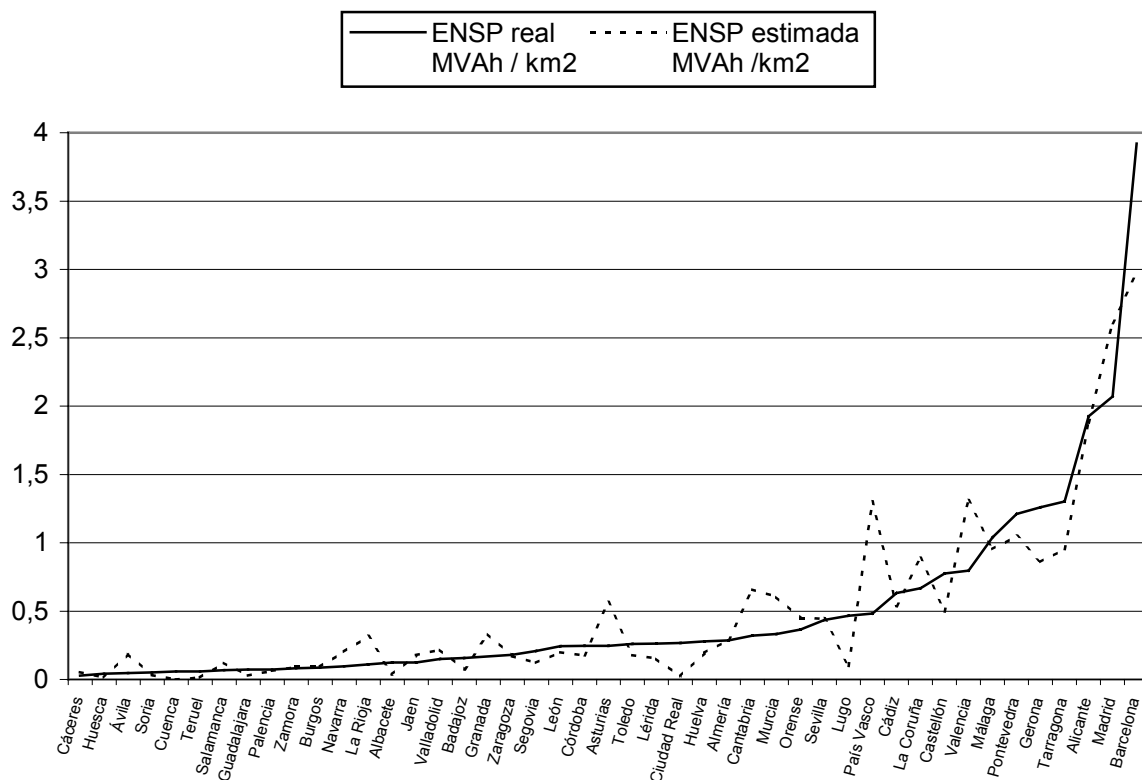


Figura 4.8 Ajuste del modelo de Energía No Suministrada Potencial por provincia.

El valor del coeficiente de determinación R^2 , medida de la bondad del ajuste global del modelo⁶, es igual a 0,9058 en el caso del ajuste de la ENSP, e igual a 0,9879 en el caso del ajuste de la PI. En ambos casos es un buen ajuste, especialmente el segundo. Esto quiere decir que se puede explicar muy bien la potencia instalada mediante las variables explicativas del mercado. Esto es muy normal, puesto que depende muy poco de otras variables que no sean las del mercado servido. En cuanto a la ENSP, es normal que el

⁶ El valor del coeficiente de determinación R^2 varía de 0 a 1 e indica la bondad del ajuste realizado. Si es igual a 1, se considera el ajuste perfecto. Es decir que las variables explicativas explican totalmente las variaciones de la variable explicada. Si es igual a 0, el ajuste es nulo. Las variables explicativas no influyen en nada en las variaciones de la variable explicada. Se considera que un ajuste es bueno si el valor de R^2 es superior a 0,9.

modelo la ajuste peor, puesto que en este caso sí que influyen otras variables no características del mercado servido y que por tanto no se han contemplado, tales como la política de la Distribuidora en inversiones y mantenimiento, así como la posible influencia de las condiciones meteorológicas. En las figuras 4.8 y 4.9 se pueden ver gráficamente los dos modelos ajustados, con las provincias ordenadas de menor a mayor valor de la variable explicada en cada caso. Se puede observar que los datos se dan por km^2 . Es una normalización de los datos de entrada sin modificar el resultado para, de esta forma, obtener mejores resultados del estudio de regresión: los datos serán de un orden de magnitud similar.

Existen una serie de provincias para las que los valores de TIEPI declarados son sistemáticamente mayores que los valores de TIEPI estimados para todos los años analizados. Es decir, unas cuantas provincias que tienen una peor calidad que la esperada en función de su composición del mercado. Éste el caso en general de las provincias gallegas. Esto es posiblemente debido en parte a que el análisis de regresión no tienen en cuenta las viviendas diseminadas (viviendas aisladas, no pertenecientes a un núcleo de población). Las viviendas diseminadas no se incluyen en el modelo porque no tienen un peso significativo en el modelo nacional. Pero en Galicia, y muy en especial en Lugo, la proporción de viviendas diseminadas sobrepasa con creces la del resto de las provincias. Una posibilidad sería extraer estas provincias del modelo nacional y hacer otro exclusivamente para ellas. Otras provincias con peor calidad de la esperada son Ciudad Real y Huelva, aunque éstas por causas desconocidas, o independientes del mercado servido y caracterizado por las variables explicativas.

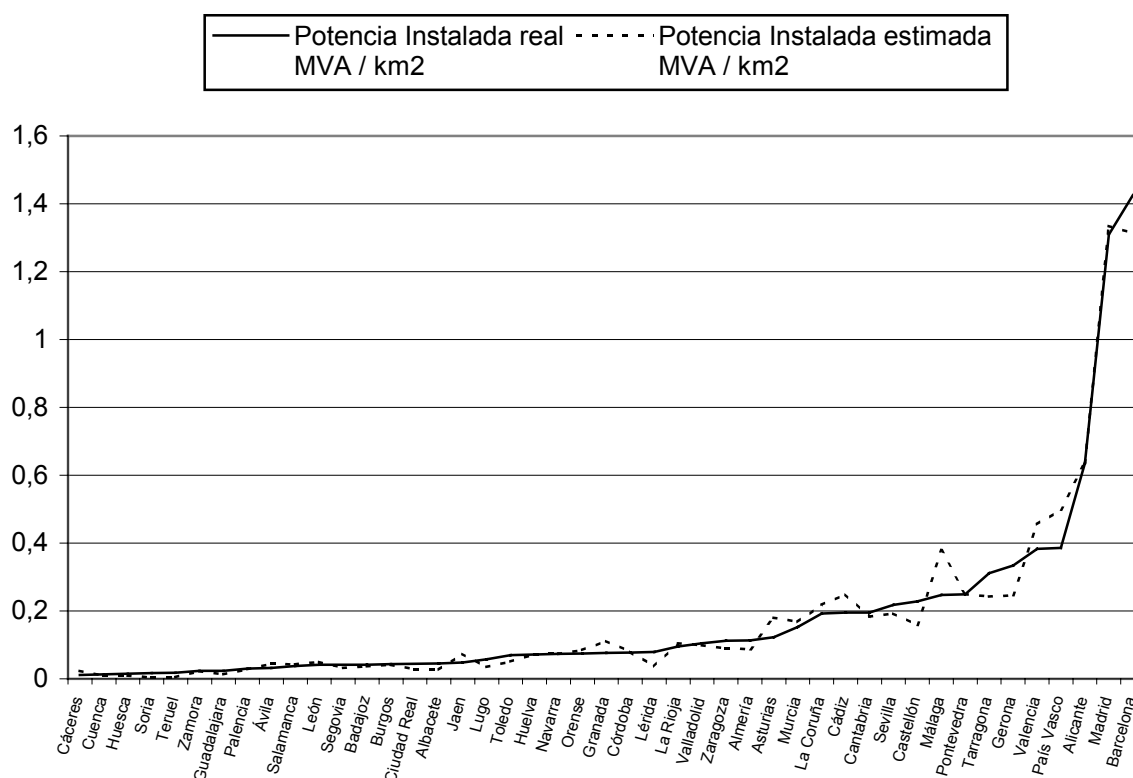


Figura 4.9 Ajuste del modelo de Potencia Instalada por provincia.

El otro objetivo de los análisis de regresión era obtener unos valores del índice TIEPI para cada tipo de zona definida que sirvan de nivel de calidad de referencia (NCR) asociado a las inversiones actuales en la red de distribución. Estos valores de referencia se querían obtener a partir de datos históricos de nivel de calidad. A partir de los análisis de regresión con datos del año 1995 y según las ecuaciones (4.18), se obtienen los siguientes valores de referencia del índice TIEPI para cada tipo de zona urbana, semiurbana y rural:

$$\text{TIEPI urbano: } \text{TIEPI}_{\text{urb}} = 0,009397 / 0,005552 = 1,69 \text{ horas/año.}$$

$$\text{TIEPI semiurbano: } \text{TIEPI}_{\text{semi}} = 0,01393 / 0,004818 = 2,89 \text{ horas/año.}$$

$$\text{TIEPI rural: } \text{TIEPI}_{\text{rur}} = 0,006377 / 0,001068 = 5,97 \text{ horas/año.}$$

Para obtener el valor de TIEPI de una región con una mezcla de estos tres tipos de zona, basta con hacer una media de estos tres valores de referencia, ponderada por la potencia instalada en cada tipo de zona

que componen la región. Cualquier desviación de los niveles de calidad frente a estos valores debería ser por motivos ajenos a la composición del mercado servido.

Para no depender de los resultados de un año concreto, y filtrar el componente aleatorio de la calidad, se ha realizado este mismo análisis para otros años. En la figura 4.10 se puede ver la evolución de los niveles de referencia del índice TIEPI calculados para los años 1992 a 1995. Para los tipos de zona urbano y semiurbano, parece que los índices siguen una trayectoria estable y descendente acorde con lo esperado. El nivel de calidad urbano no mejora mucho debido a que seguramente está cercano al nivel óptimo de calidad. El nivel de calidad semiurbano mejora notablemente, acercándose al que seguramente es su nivel óptimo. En cambio, el nivel de calidad de la zona rural es mucho más errático, sin seguir ninguna tendencia. El motivo de esta variación pueden ser varios, y seguramente todos influyen en mayor o menor medida. Los dos más importantes son los siguientes:

- Primero, el modelo obtenido mediante el análisis de regresión es un modelo nacional, donde el mayor peso en cuanto a potencia instalada está en las zonas urbanas, y luego semiurbanas. El modelo ajustará por tanto peor las zonas que menos influencia tienen en el conjunto del modelo, y éstas son las zonas rurales. Además, en el modelo no se han incluido las viviendas diseminadas, que aunque no tengan ningún peso en el ámbito nacional, si lo pueden tener en el ámbito rural.
- Segundo, la calidad en las zonas rurales son las más expuestas a las condiciones meteorológicas. En estas zonas suele distribuirse con líneas aéreas, y en grandes extensiones de terreno. Este aspecto es el que puede incidir en una mayor variabilidad de los resultados obtenidos. En [Fuente 97-b] se realiza un estudio del impacto de tormentas en los índices de calidad. El resultado obtenido es que no influyen en el global nacional, pero ello no es significativo. El peso de las zonas urbanas y semiurbanas es preponderante en el ámbito nacional, y estas zonas no son susceptibles de verse afectadas por la climatología. Sería bueno hacer el mismo análisis, pero reducido a estudiar su impacto en las zonas rurales, donde el impacto debe ser importante.

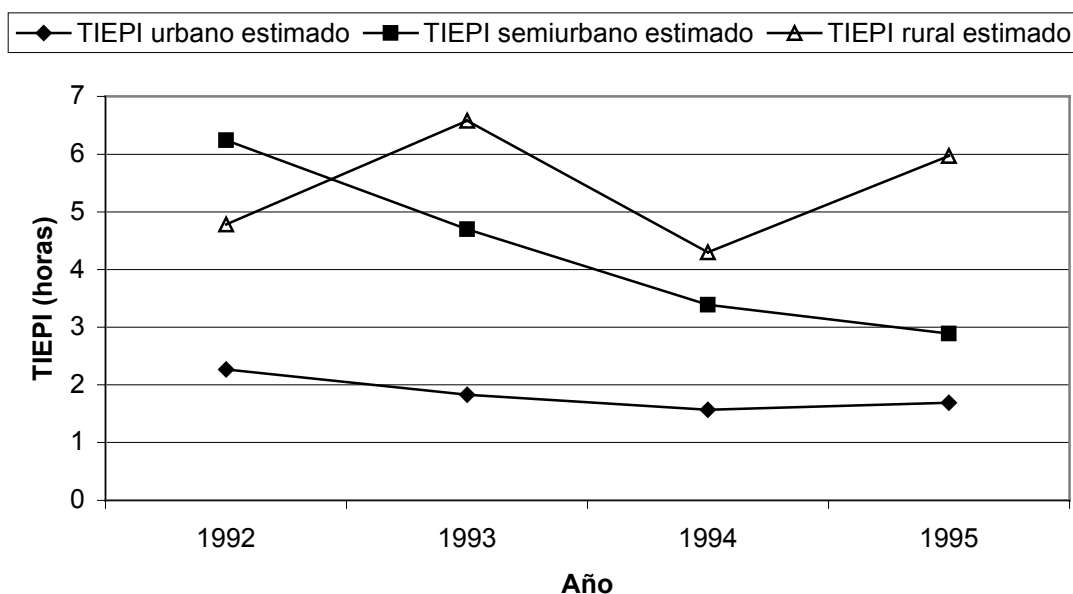


Figura 4.10 Valores de referencia estimados del índice TIEPI para los años 1992 a 1995.

6. Incentivos/penalizaciones

En los apartados anteriores, se ha descrito el nivel óptimo de calidad (NOC) de un sistema de distribución de energía eléctrica. Este NOC depende de dos variables: los costes de inversión de la Distribuidora para

alcanzar el nivel óptimo de calidad; y los costes sufridos por los clientes en ese nivel de calidad. Se han propuesto métodos para conseguir determinar estos costes. Para solucionar uno de los principales problemas de su cálculo, se ha propuesto una división del mercado servido en tres tipos de zona: urbana, semiurbana y rural. Esta división permite calcular los costes de inversión de la Distribuidora de forma más precisa y coherente, teniendo en cuenta las particularidades de las redes de distribución en cada tipo de mercado. Se ha comprobado también que cada tipo de zona sigue un mismo patrón de nivel de calidad, con lo que se pueden establecer objetivos de calidad uniformes dentro de cada uno de ellos. Más concretamente, se ha propuesto un método para calcular el nivel de calidad asociado a las inversiones actuales en la red de Distribución en cada tipo de zona, que se ha llamado nivel de calidad de referencia (NCR). Este NCR, conjuntamente con el nivel de inversiones actual permite obtener un punto de la curva de costes de inversión de la Distribuidora frente a calidad. De la misma forma, al dividir el mercado se puede precisar mejor la mezcla de los distintos tipos de clientes que lo componen, pudiendo calcular mejor por tanto los costes sufridos por los clientes.

Una vez conocidas las dos curvas de costes y el NOC, o los distintos NOC zonales, es necesario implantar un mecanismo regulador que permita alcanzar ese nivel de calidad. El mecanismo debe integrarse dentro de la remuneración global de la actividad de distribución, y conseguir que las Distribuidoras inviertan hasta alcanzar el NOC. Además, esa remuneración debe ser adecuada y eficiente, de forma que los clientes se beneficien de que el sistema está funcionando en el punto de mínimo coste social neto (CSN).

En este apartado se recuerda el marco remunerativo para el que está diseñada esta regulación de la calidad. Se proponen a continuación dos mecanismos distintos de incentivos/penalizaciones que permiten regular la calidad para obtener el nivel de calidad óptimo desde el punto de vista social. El primero de ellos, basado en índices de calidad de sistema, está más orientado a llevar el nivel de calidad hacia el NOC y adecuar la remuneración global de la Distribuidora a los nuevos requisitos. El segundo, basado en índices de calidad individuales, está más orientado a garantizar que todos los clientes obtengan un nivel mínimo de calidad.

6.1. Remuneración de la Distribuidora

Los mecanismos de incentivos/penalizaciones presentados en los siguientes apartados están diseñados para funcionar en un marco remunerativo de la distribución orientado al servicio ofrecido (PBR), del tipo que se describe en [Román 98].

Una remuneración basada en el servicio ofrecido debe definir las características del servicio remunerado. La calidad del suministro es una de las características del servicio y, más concretamente, el aspecto técnico de la calidad. La continuidad del suministro es el aspecto técnico de la calidad más relacionado con el nivel de inversiones de la Distribuidora, y por tanto el que más puede sufrir frente a un incentivo de reducción de costes. Al definir la remuneración de la distribución, debe por tanto asociársele un nivel de calidad concreto, que se llamará nivel de calidad de referencia (NCR). Esta remuneración, llamada remuneración base, debe ser la adecuada para realizar la actividad de distribución con el NCR.

Debido a razones históricas debe considerarse que, si la remuneración actual no varía en su monto global por razones de estabilidad, la calidad que se debe exigir correspondiente a esa remuneración debe ser también la actual. Dicho de otro modo, hasta ahora el marco regulativo ha considerado que la remuneración actual es la que permite dar esa calidad del servicio eficientemente. Para que no haya una discontinuidad en la remuneración, la nueva regulación debe partir desde esa condición inicial. En el apartado anterior, se ha descrito un método para determinar el NCR que debe tomarse para tipo de zona de mercado definida, atendiendo a registros históricos. El NCR, o nivel de calidad actual, es por tanto una herencia del sistema de remuneración anterior. En el caso en que se considere que hay margen para reducir costes de distribución manteniendo la misma calidad, el nuevo método de remuneración debe articular algún mecanismo para incrementar la eficiencia. Un mecanismo muy utilizado en las nuevas regulaciones con este propósito es la revisión anual de los precios o ingresos mediante la fórmula (IPC-X). X es el coeficiente que recoge las mejoras en la eficiencia que se traslada al usuario a través de los precios.

El NCR, teniendo en cuenta que es una herencia del sistema de remuneración anterior, no tiene por qué coincidir con el nivel óptimo de calidad (NOC). Es necesario por tanto añadir unos mecanismos remunerativos que permitan llevar el nivel de calidad al NOC o, en cualquier caso, que permitan controlar el nivel de calidad existente en el sistema de distribución. Estos mecanismos modificarían al alza o a la baja la remuneración base de las Distribuidoras para adecuarla al nivel de calidad ofrecido. Estos son los incentivos o penalizaciones por calidad del servicio que estarían directamente ligados al nivel de calidad obtenido. Estos incentivos/penalizaciones deben reflejar los costes o ahorros adicionales soportados por la Distribuidora respecto a los que suponen mantener el NCR.

A continuación, se proponen las dos alternativas antes mencionadas de incentivos/penalizaciones para regular la calidad del servicio: la primera más adaptada a adecuar la remuneración de las Distribuidoras a la calidad ofrecida, modificando si es necesario el nivel de calidad actual para alcanzar el NOC; la segunda más orientada a garantizar un nivel de calidad mínimo a todos los clientes.

6.2. Mecanismo basado en índices de sistema

Se propone en esta tesis un mecanismo de incentivos/penalizaciones basado en índices de sistema, para controlar que la remuneración de la Distribuidora sea la adecuada teniendo en cuenta el nivel de calidad ofrecido. Estos incentivos/penalizaciones deben cumplir dos requisitos: el primero es que incentive a las Distribuidoras para que, buscando maximizar su propio beneficio, inviertan hasta llegar al NOC, y no más allá; el segundo es que la suma de la remuneración base y de los incentivos sea la remuneración adecuada y eficiente para realizar la actividad de distribución ofreciendo el nivel óptimo de calidad.

Al estar directamente relacionadas las redes de distribución con el nivel de calidad obtenido, este mecanismo controlará que la remuneración de las Distribuidoras se invierta en la red de distribución de forma eficiente.

Existen diversos motivos por los que se considera conveniente utilizar índices de sistema para medir el nivel de adaptación de la red de distribución a la remuneración global de las mismas. Por un lado, se está intentando medir el nivel de inversión y los costes de operación y mantenimiento de las Distribuidoras, y comprobar que son los correspondientes a su remuneración. Estas inversiones están directamente relacionadas con las redes de distribución, que a su vez están directamente relacionadas con el nivel de calidad de sistema ofrecido.

Por otro lado, en los apartados anteriores, se ha propuesto calcular un NOC para cada tipo de zona considerada: urbana, semiurbana y rural. Para medir la calidad en cada una de estas zonas, se han propuesto unos índices de sistema: TIEPI y NIEPI, que miden la calidad de forma global en cada tipo de zona. No se han definido niveles óptimos de calidad individuales, debido a la complejidad del problema: cada cliente valora la calidad de forma distinta, y es imposible desligar el nivel de calidad de clientes que están conectados a la misma red. Ha sido necesario agruparlos en zonas y buscar el nivel óptimo social de forma global, y relacionarlo con las inversiones que debe realizar la Distribuidora para conseguirlo.

Este planteamiento es válido también desde el punto de vista de un mecanismo regulativo, en el que todos los clientes tienen derecho a la misma calidad si están en las mismas condiciones de suministro: mismo tipo de zona, mismo nivel de tensión, misma tarifa. El hecho que un cliente valore más la calidad que el otro no le da derecho a tener más calidad por el mismo precio.

El mecanismo propuesto es un incentivo/penalización directamente proporcional a la variación del nivel de calidad respecto del NCR. De esta forma, si se obtiene un nivel de calidad igual al NCR, la Distribuidora sería remunerada con la remuneración base, que efectivamente está asociada al NCR. Si obtiene una mejor calidad, tendría un incremento en su remuneración gracias a los incentivos, y si obtiene una peor calidad, vería reducida su remuneración debido a la penalización aplicada. De esta forma se ajusta la remuneración de la Distribuidora a los resultados obtenidos en el servicio ofrecido.

Estos incentivos, al ser lineales, se calculan multiplicando la mejora de calidad por un coeficiente constante. Esta mejora de calidad vendría indicada por la variación de los índices de sistema

considerados, TIEPI y NIEPI, teniendo cada uno su propio coeficiente. La elección del o de los coeficientes es crucial para el buen funcionamiento del mecanismo propuesto, como se ve más adelante.

Se propone tomar el valor K de la pendiente de las dos curvas de costes en el NOC. En el caso de tener varios índices, habrá un coeficiente K para cada uno de ellos, igual a la derivada parcial respecto del índice en cuestión en el NOC. El coeficiente K ya se ha descrito en el apartado 4 de este capítulo (ver figura 4.2). La razón de elegir este coeficiente son las propiedades ya presentadas en las ecuaciones (4.3) y (4.4), donde se resaltaba que ese coeficiente K era mayor que la pendiente de la curva de costes de inversión de la Distribuidora para cualquier nivel de calidad inferior al NOC, e inferior al valor absoluto de la pendiente de la curva de costes para los clientes:

$$\left. \frac{\partial I}{\partial \text{CAL}} \right|_{\text{Calidad} \leq \text{NOC}} \leq \left. \frac{\partial I}{\partial \text{CAL}} \right|_{\text{NOC}} = K = - \left. \frac{\partial C}{\partial \text{CAL}} \right|_{\text{NOC}} \leq - \left. \frac{\partial C}{\partial \text{CAL}} \right|_{\text{Calidad} \leq \text{NOC}} \quad (4.21)$$

Es decir, el coste marginal de mejorar la calidad cuando ésta es inferior al nivel óptimo es inferior a K. Por otra parte, el beneficio marginal que reciben los clientes por las mejoras de calidad realizadas por la Distribuidora (derivada de la curva del coste de la falta de calidad) es siempre superior a ese valor K para una calidad inferior a la óptima.

Si se incentiva a las Distribuidoras con la pendiente de calidad óptima K (pesetas por unidad de calidad mejorada), invertirán hasta alcanzar dicho punto ya que les es rentable, y los clientes estarán dispuestos a pagar esa cantidad, puesto que el beneficio obtenido será mayor. Los incentivos a las Distribuidoras, lineales con la mejora de la calidad obtenida (ΔCAL), se pueden expresar por tanto como sigue:

$$\text{Incen}(\Delta \text{CAL}) = K \times \Delta \text{CAL} \quad (4.22)$$

El incremento de calidad siempre se mide respecto al nivel de calidad de referencia, utilizando los índices de sistema utilizados para definir las curvas de costes. Para el caso del TIEPI, la mejora de calidad correspondiente puede representarse como la disminución de TIEPI obtenida (∇TIEPI), tal y como se ve en la siguiente ecuación:

$$\Delta \text{CAL}^{\text{TIEPI}} = \text{TIEPI}_{\text{Ref}} - \text{TIEPI}_{\text{F}} = \nabla \text{TIEPI} \quad (4.23)$$

donde $\text{TIEPI}_{\text{Ref}}$ representa el nivel de referencia de TIEPI con respecto al cual se calcula la mejora de calidad, y TIEPI_{F} el nivel final después de la mejora. Este procedimiento es análogo con cualquier otro índice. Por supuesto, si la mejora de calidad es negativa o, dicho de otro modo, la calidad obtenida es peor que el nivel de calidad de referencia, entonces los incentivos serán negativos, y por tanto se convertirán en penalizaciones. La justificación de estas penalizaciones es que se remunera a las Distribuidoras para dar un servicio con un determinado nivel de calidad de referencia. Si no da ese nivel de calidad acordado, entonces hay que remunerar menos.

En la figura 4.11 puede verse gráficamente cómo se reparten los beneficios de la mejora de calidad con este método de incentivos/penalizaciones para el índice genérico CAL. Basta con reemplazar éste por cada índice utilizado para concretarlo. Suponiendo que el nivel de calidad de referencia (NCR) es inferior al NOC, conseguir adecuarlo hace que se obtenga un Beneficio Social Neto (BSN). Este BSN es la Reducción de los Costes a los Clientes (RCC) gracias a la mejora de calidad menos el Coste de Inversión de la Distribuidora (CID).

$$\text{BSN} = \text{RCC} - \text{CID} \quad (4.24)$$

Los incentivos (Incen) deben ser suficientes para compensar el Coste de Inversión de la Distribuidora (CID), pero deben ser inferiores al BSN para que los clientes también se vean beneficiados por la mejora de calidad. La diferencia será el Beneficio Real de la Distribuidora (BRD).

$$\text{CID} < \text{Incen} < \text{BSN} \quad (4.25)$$

$$\text{BRD} = \text{Incen} - \text{CID} \quad (4.26)$$

Tal y como indica la ecuación (4.24), la Reducción de los Costes a los Clientes (RCC) es superior al BSN. Los clientes tendrán que pagar a la distribuidora el coste que le ha supuesto mejorar la calidad mediante un Incremento en su Tarifa (IT), que debe ser menor que el RCC, para así obtener un Beneficio Real para los Clientes (BRC).

$$IT < RCC \tag{4.27}$$

$$BRC = RCC - IT \tag{4.28}$$

El incremento de tarifa (IT) es igual a los incentivos (Incen).

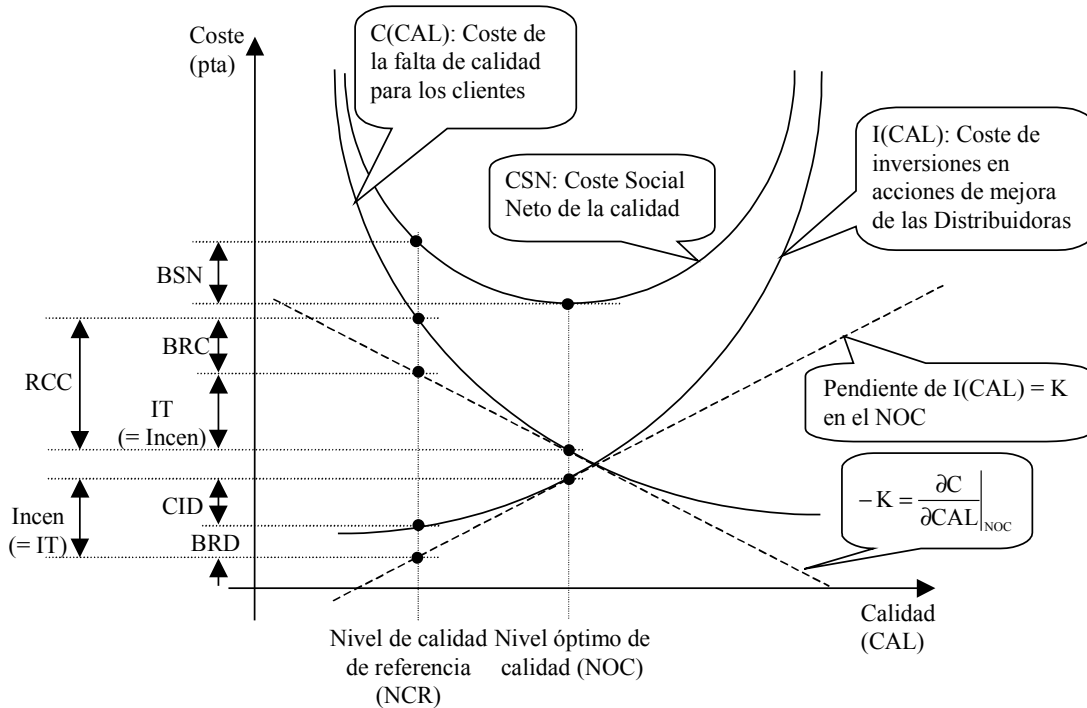


Figura 4.11 Reparto de beneficios al mejorar la calidad del NCR al NOC mediante incentivos/penalizaciones propuestos.

Si se considera el problema de planificación de las Distribuidoras, éstas deben minimizar una función objetivo que tenga en cuenta el coste de las inversiones a realizar menos los incentivos que obtendrán de la mejora de calidad. La función objetivo a minimizar es por tanto:

$$F_{obj}(x) = I(x) - Incen(\Delta CAL(x)) = I(x) - K \times \Delta CAL(x) \tag{4.29}$$

donde 'x' representa las variables de decisión de la Distribuidora: instalar subestaciones, líneas, selectores, etc. Nótese que los incentivos dependen de 'x' únicamente de forma indirecta a través de la mejora de calidad conseguida. La curva del coste de inversiones en función de las variables de decisión ya se ha analizado anteriormente (ver figura 4.4), así como la curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión (ver figura 4.5). El punto óptimo de minimización de la función objetivo es donde se igualan las dos pendientes:

$$\left. \frac{\partial I}{\partial x} \right|_{x \text{ óptimo}} = K \left. \frac{\partial(\Delta CAL)}{\partial x} \right|_{x \text{ óptimo}} \tag{4.30}$$

Si se toma como coeficiente K el valor de la pendiente de los costes en el NOC, el punto óptimo de inversión de la Distribuidora también será el NOC. La elección del valor de K puede variar completamente el nivel de inversiones de la Distribuidora, y por tanto las inversiones realizadas y su coste. A continuación se presenta un ejemplo práctico simplificado de la consecuencia de elegir distintos valores de K como coeficiente de incentivos.

En la figura 4.12 están representados los dos términos de la ecuación (4.29): primero la curva de inversiones en función de las variables de decisión (ver figura 4.4), con la salvedad que se ha tomado como origen de abscisas las inversiones de referencia. Estas inversiones de referencia son las que corresponden al nivel de calidad de referencia, o nivel de TIEPI=1 en por unidad. En este caso, se considera que las inversiones de referencia son todas las de primera magnitud, quedando por invertir para mejorar la calidad las de segunda magnitud, de las cuales sólo se consideran la instalación de selectores. Segundo, los incentivos en función de las inversiones (con signo negativo). Esta curva es igual a la curva de mejora de TIEPI en por unidad (ver figura 4.5), pero multiplicada por el coeficiente K: en línea continua con el coeficiente K, y en línea discontinua con el coeficiente alternativo K'. El punto de incentivos nulos corresponde con TIEPI(p.u.)=1, es decir el NCR. Lo que se multiplica por K es la diferencia con ese valor en p.u.

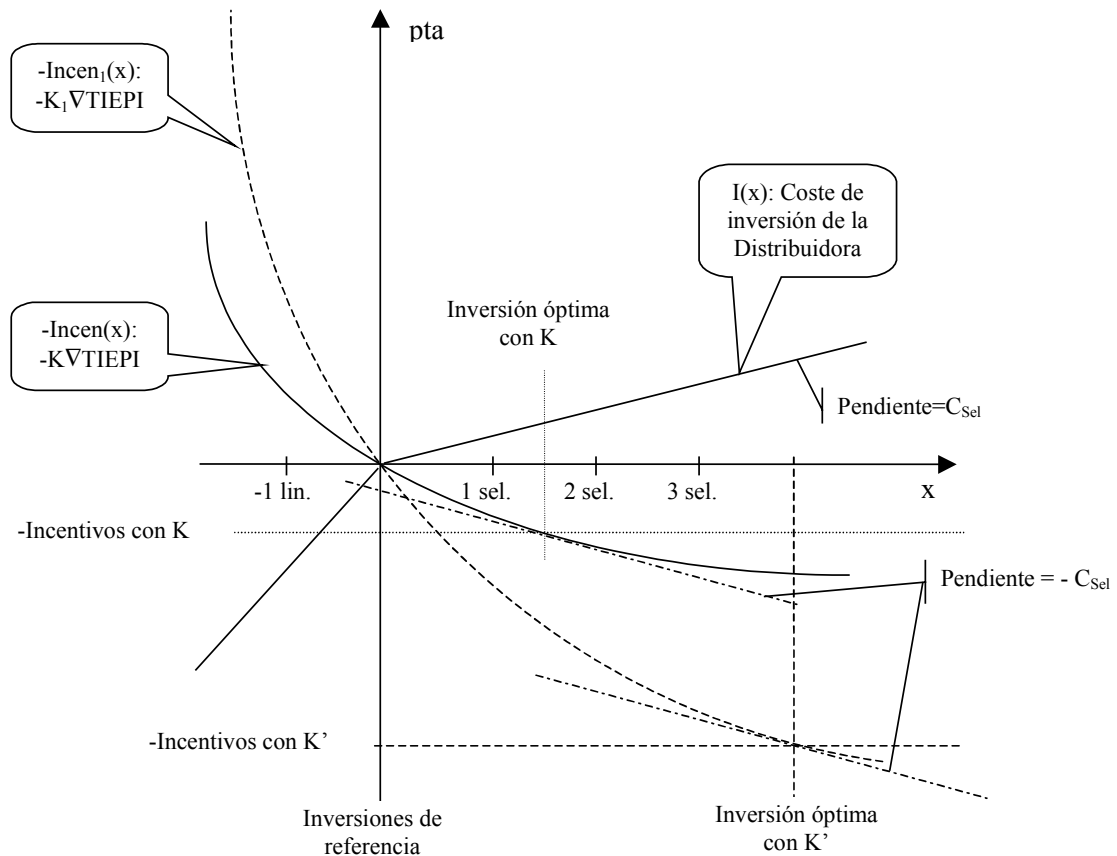


Figura 4.12 Costes de inversión, incentivos, y variación del punto óptimo con K.

Si se parte de la hipótesis que el punto óptimo de calidad se encuentra en las inversiones de segunda magnitud, la pendiente de la función de costes de inversión de la Distribuidora tiene una pendiente fija marcada por el coste de los selectores:

$$\left. \frac{\partial I}{\partial x} \right|_{2da \text{ magnitud}} = C_{Sel} = \text{Precio unitario de un selector} \quad (4.31)$$

De la ecuación (4.30), se sabe que el punto óptimo será donde las pendientes de las dos curvas se igualen. La Distribuidora invertirá por tanto hasta que la pendiente de la curva de incentivos sea igual y de signo contrario a esa C_{Sel} , como se puede ver en la figura 4.12.

Desde un punto de vista teórico, el nivel de inversión alcanzado por la Distribuidora corresponderá al óptimo siempre que el coeficiente K elegido por el Distribuidor sea igual a la pendiente en el NOC de las curvas de Coste de inversiones y Coste de la falta de calidad a los clientes (ver figura 4.2). Si el Regulador elige un K diferente, incentivará de más o de menos a las Distribuidoras, llegándose a un nivel de calidad distinto del nivel óptimo. En la figura 4.12 se puede ver como varía el nivel de inversión de la Distribuidora para un coeficiente $K' > K$. Los incentivos/penalizaciones (aparecen en trazo discontinuo)

recibidos por la Distribuidora para un mismo nivel de inversión son mayores, provocando un desplazamiento del punto de equilibrio: se harían más inversiones que las óptimas.

El coeficiente K es un coeficiente de valoración de la mejora de calidad. Si se toma el coeficiente K que incentiva la reducción del TIEPI, sus unidades serán pesetas por hora reducida. Evidentemente reducir el TIEPI en una provincia es mucho más caro que en un municipio. Por tanto, hay que calcular el coeficiente K en función de alguna variable que recoge la importancia de la mejora de calidad recogida. En el caso del TIEPI, la variable más natural es la potencia instalada. El coeficiente K para el tipo de zona Z (que puede ser urbana, semiurbana o rural) se calcularía por tanto como:

$$K_{TIEPI}^Z = C_{TIEPI}^Z PI^Z \quad (4.32)$$

donde C_{TIEPI}^Z es el coeficiente de costes de mejora del TIEPI en pesetas por hora mejorada y kVA.

Ejemplo numérico

A continuación se presenta un ejemplo numérico aproximado, basado en el ejemplo de reducción de TIEPI de un alimentador rural presentado anteriormente. Para ello se tomarán valores aproximados de costes, equipos y amortizaciones.

Primero, se toma 1.000.000 pta como coste de un selector de tramo, y se le supone una vida útil de 5 años. Se puede por tanto tomar como valor unitario anualizado de la instalación de un selector de tramo:

$$C_{sel} = \frac{\partial I}{\partial x} \Big|_{x \text{ óptimo}} \approx 200.000 \left(\frac{\text{pta}}{x} \right) \quad (4.33)$$

Por otro lado, si se toma como coste aproximado del kWh no distribuido la cifra de 50 pta en zonas rurales (cifra manejada en planificación por alguna compañía Distribuidora):

$$C_{ENS}^{Rural} = 50 \left(\frac{\text{pta}}{\text{kWh}} \right) \quad (4.34)$$

y teniendo en cuenta que la ENS de un alimentador se puede aproximar por:

$$ENS \approx TIEPI \times PI \times Fu \quad (4.35)$$

donde PI es la potencia instalada de ese alimentador y Fu el factor de utilización de la potencia instalada, se puede deducir lo siguiente:

$$K_{TIEPI}^Z = C_{ENS}^Z PI^Z Fu^Z \quad (4.36)$$

Particularizando para el alimentador tipo rural del ejemplo, y para un factor de utilización de 0,4, se obtiene:

$$K_{TIEPI}^{Rural} = C_{ENS}^{Rural} PI^{Rural} Fu^{Rural} = 50 \times 8.000 \times 0,4 = 160.000 \left(\frac{\text{pta}}{h} \right) \quad (4.37)$$

El coeficiente de remuneración por potencia instalada y hora de TIEPI mejorada en zonas rurales se obtiene directamente:

$$C_{TIEPI}^{Rural} = \frac{K_{TIEPI}^{Rural}}{PI^{Rural}} \approx \frac{160.000}{8.000} \approx 20 \left(\frac{\text{pta}}{\text{kVAh}} \right) \quad (4.38)$$

Reemplazando en las ecuaciones (4.30) y (4.31) el valor del coeficiente K y C_{sel} , se obtiene el valor de la pendiente en el punto óptimo de la curva de mejora de la calidad de la figura 4.5:

$$\frac{\partial(\nabla TIEPI)}{\partial x} \Big|_{x \text{ óptimo}} = \frac{200.000}{160.000} \approx 1,25 \left(\frac{\text{horas}}{x} \right) \quad (4.39)$$

Esas 1,25 horas de reducción corresponden aproximadamente a una pendiente del 15,6% de reducción en zona rural, reducción que se consigue aproximadamente con el paso de 1 a 2 selectores (ver tabla 4.1). En la figura 4.12 se puede apreciar el punto óptimo encontrado, en la curva correspondiente a “-K∇TIEPI”. Esto quiere decir que el coeficiente de incentivación elegido daría para instalar 1 ó 2 selectores en los alimentadores de la zona tipo considerada.

En Argentina se está utilizando como coste del kWh no distribuido 300 pta. Si se toma ese valor, se justifican inversiones de más de tres selectores. De las ecuaciones (16), (17) y (18) se obtienen los siguientes valores:

$$K_{TIEPI}^{Rural} = 960.000(\text{pta}) \quad ; \quad C_{TIEPI}^{Rural} = 120 \left(\frac{\text{pta}}{\text{kVAh}} \right) \quad ; \quad \left. \frac{\partial(\nabla TIEPI)}{\partial x} \right|_{x \text{ óptimo}} \approx 0,2 \left(\frac{\text{horas}}{x} \right) \equiv 2,6\% \quad (4.40)$$

Ese 2,6% de reducción está prácticamente donde la curva de mejora de la calidad se estabiliza, por encima de 3 selectores. En la figura 4.12, se puede ver con la curva en trazo discontinuo correspondiente a “-K∇TIEPI”.

Consideraciones

El valor del coeficiente K es por tanto clave para una buena regulación, puesto que puede variar notablemente el nivel de inversiones incentivado, y por tanto el nivel de calidad al que se tiende. Sin embargo, su determinación es extremadamente complicada, tal y como se detalla a continuación.

Se conoce el punto de la curva de costes de inversión de las Distribuidoras: se conocen las inversiones actuales en distribución, y se ha presentado un método para determinar el nivel de calidad asociado a esas inversiones. Se conoce la pendiente en ese punto: se ha presentado un método simplificado de cálculo de mejora del TIEPI, partiendo de alimentadores tipo basados en datos reales. Este cálculo será válido en un entorno próximo al nivel de calidad real, y durante un periodo de tiempo razonable. Es difícil cuantificar las inversiones necesarias para modificar mucho la calidad y la evolución de la técnica y la reducción de costes cambia la curva a lo largo del tiempo. También se conoce gracias a las encuestas y a las funciones VEC el punto de la curva de costes para los clientes en la que se está en estos momentos. Además, se puede intentar deducir una pendiente en un entorno próximo. Los resultados obtenidos lejos del nivel de calidad actual no son muy válidos, ya que es muy difícil a los clientes valorar una situación que no conocen.

Con estos datos, es necesario determinar un valor para el coeficiente K. Pero aunque se pudiese determinar con total precisión el valor de K en este instante, dentro de un tiempo dejaría de ser válido: la valoración que hacen los clientes de la calidad varía en el tiempo, y también varía en función de la calidad a la que estén acostumbrados. El coste de inversión de las Distribuidoras también varía con el tiempo, debido a mejoras en la gestión del mantenimiento, reducción de costes, evolución de la tecnología, etc. Sería necesario tener un K dinámico. Pero del punto de vista regulativo no es posible, ya que la estabilidad en la regulación es muy importante. Por otro lado, tampoco se conoce con exactitud el efecto que pueden tener estos incentivos en las decisiones estratégicas de las Distribuidoras. Por supuesto, también hay que tener en cuenta la inercia y el tiempo de respuesta que tienen los sistemas de distribución de energía eléctrica, aunque sólo sea por el hecho que es necesario que transcurra un año para poder medir el valor del nivel de calidad. Se propone por tanto elegir un valor de K razonable entre las dos pendientes calculadas, intuyendo hasta donde puede llevar. En cualquier caso, ese valor deberá ser revisado cada cierto periodo. Este periodo debe elegirse de forma que se pueda adaptar no sólo a las nuevas circunstancias, sino también a su influencia en las inversiones de las Distribuidoras. Tres años parece un periodo razonable por un lado para dar cierta estabilidad a la regulación, y por otro para que las Distribuidoras puedan reaccionar a los nuevos incentivos y ver los resultados obtenidos. El periodo es demasiado corto como para que el nivel de calidad que se obtenga se aleje mucho del NOC.

Resumiendo, en este apartado se ha presentado un mecanismo de incentivos/penalizaciones lineal y proporcional a la mejora de calidad mediante un coeficiente constante. Este mecanismo es válido para adecuar la remuneración de la Distribuidora a la calidad ofrecida e incentivar que esa calidad ofrecida se acerque al NOC, utilizando índices de sistema segregados por tipos de zona. El mecanismo propuesto se basa en que la Distribuidora alcance el NOC buscando maximizar su beneficio, pero permite que parte del beneficio social neto obtenido beneficie a los clientes.

6.3. Mecanismo basado en índices individuales

En el punto anterior se ha presentado un mecanismo que permite adecuar la remuneración global de la distribuidora al nivel de calidad del servicio ofrecido. Esto se consigue midiendo la calidad mediante índices de sistema, que indican la calidad media en la zona elegida, e incidiendo directamente en la remuneración base de la distribuidora para ajustarla en función del nivel de calidad medido.

Ese mecanismo no es capaz sin embargo de garantizar un nivel de calidad mínimo a todos los clientes. Los índices de sistema pueden esconder bolsas de clientes con muy mala calidad, compensado por otros clientes con mucha mejor calidad. Al fin y al cabo, un índice de sistema es únicamente una media de los índices individuales de los clientes. Cada cliente individual puede tener un nivel de calidad muy distinto del indicado por los índices de sistema, y muy distinto entre ellos a pesar de pagar todos lo mismo.

Se propone por tanto un mecanismo de penalizaciones basado en índices individuales que permite garantizar un nivel de calidad mínimo a todos los clientes. Para ello se fijan los valores de nivel de calidad individuales que se desean garantizar en función del NOC calculado para el sistema en el que se encuentre cada cliente. Se puede diferenciar entre clientes conectados a diferentes tipos de zona, manteniendo los ya definidos anteriormente: zonas urbanas, semiurbanas y rurales. Se puede diferenciar también entre clientes conectados a distintos niveles de tensión. En el caso en que la Distribuidora no cumpla con los niveles de calidad garantizados con un cliente, le indemnizará mediante una reducción en su tarifa, proporcional al incumplimiento del nivel de calidad. Esta compensación a los clientes con mala calidad es una penalización a la Distribuidora en función del nivel de calidad ofrecida.

La diferenciación entre distintos tipos de zona y niveles de tensión obedece a un criterio de coste de distribución y nivel de calidad asociado al mismo. Cada tipo de zona tiene un nivel de inversión óptimo asociado con un nivel de calidad óptimo. Este nivel de calidad óptimo se ha calculado basándose en los costes soportados por los clientes de ese tipo de zona de forma global. Todos los clientes conectados a una misma red con la misma tarifa tienen derecho a la misma calidad. La inversión óptima se calcula para toda la red de distribución. Dentro de esta red completa, los puntos de la red de más tensión tienen mejor calidad que las de baja tensión, debido a las características propias de diseño de una red de distribución: un cliente de baja tensión tendrá, además de las interrupciones originadas en media tensión, las originadas en baja tensión. Es adecuado por tanto diferenciar niveles de calidad para distintos niveles de tensión.

En el caso de que la Distribuidora no cumpla con el nivel de calidad con un cliente, el principal perjudicado es el cliente. Él ha pagado por un producto con una determinada calidad, para la cual ha adaptado sus instalaciones. Si no se le suministra el producto con la calidad estipulada, tiene derecho a una compensación o indemnización.

La cuantía de la penalización o indemnización debe calcularse no ya como un ajuste de la remuneración de la Distribuidora por la calidad ofrecida, sino como una sanción por no cumplir con lo estipulado y como una indemnización por los daños “incrementales” causados. Esa sanción debe ser por un lado disuasiva para la Distribuidora, y por otro debe compensar los daños ocasionados al cliente. Puede por tanto calcularse como el coste que le supondría al cliente protegerse de esa mala calidad. De esta forma, si por cualquier razón la Distribuidora no arregla el problema de calidad a un cliente, éste puede tomar las medidas pertinentes para protegerse y encontrarse en la misma situación que los demás sin coste adicional.

Este mecanismo controla que la calidad ofrecida por las Distribuidoras no se degrade por debajo de un cierto nivel. Protege a cada cliente y le garantiza que la calidad de su suministro tendrá un nivel mínimo en función de su localización y nivel de tensión de conexión. En caso de no cumplirse ese nivel de calidad, tendrá derecho a una indemnización suficiente para compensarle por la mala calidad. Esta indemnización debe ser suficiente para protegerse de la mala calidad. El mecanismo anterior basado en índices de sistema era económicamente óptimo, consiguiendo minimizar los costes asociados a la calidad del servicio. Este mecanismo basado en índices individuales es socialmente óptimo, ya que consigue garantizar a todos los clientes un nivel de calidad mínimo, aunque no se garantice el óptimo económico.

6.4. Combinación de ambos

En los dos puntos anteriores se han presentado dos mecanismos distintos de incentivos/penalizaciones. Cada uno cumple ciertos objetivos de la regulación de calidad. El primero de ellos, basado en índices de calidad de sistema, permite adecuar la remuneración global de las Distribuidoras a las inversiones realizadas, controlando el nivel de calidad de sistema ofrecido. Además, incentiva a las Distribuidoras a invertir hasta alcanzar el NOC. El segundo, basado en índices de calidad individuales, permite garantizar un nivel mínimo de calidad para todos los clientes, o en su defecto verse compensados económicamente por la falta de calidad.

Los dos mecanismos son en realidad complementarios: cada uno de ellos cumple una parte de los objetivos marcados para una buena regulación de calidad. Si se implantan los dos mecanismos a la vez, se cumplirán todos los objetivos. Se incentivará a las Distribuidoras a conseguir el nivel óptimo de calidad del sistema, mediante los incentivos basados en los índices de sistema, remunerándolas adecuadamente. Además este mecanismo reparte entre las Distribuidoras y los clientes los beneficios obtenidos de alcanzar el NOC. También se garantizará un nivel de calidad mínimo a cada cliente mediante los índices individuales, o se compensará a los clientes que no lo obtengan.

Para comprender mejor el efecto de cada mecanismo y su complementariedad, es importante tener en cuenta que la calidad del servicio ofrecida a cada cliente es un fenómeno estocástico. Es decir, la calidad individual de cada cliente es una variable aleatoria, y que por lo tanto puede definirse como una distribución de probabilidad. Cada punto de esta distribución de probabilidad indica qué porcentaje de clientes tendrá esa determinada calidad. La media de esta distribución de probabilidad corresponderá con el índice de sistema asociado a esos índices individuales.

Para ilustrar el efecto de los mecanismos propuestos, se propone suponer la distribución de probabilidad del nivel de calidad individual de todos los clientes de una red como una distribución normal, con una media M y una varianza σ (aunque en realidad esta distribución seguramente será más parecida a una log-normal). Al controlar el valor de los índices de sistema, se intenta controlar el valor de la media de la distribución de probabilidad. De esta forma se adecua la remuneración de las Distribuidoras con el nivel de calidad medio que han ofrecido, que está directamente relacionado con las inversiones realizadas. Pero esta distribución normal puede tener muy distintas varianzas, en función de la política de inversión y de operación y mantenimiento de las Distribuidoras. Es decir, la cola de la normal hacia peores índices de calidad puede ser más o menos larga. Con un mecanismo de penalizaciones basado en índices individuales, se intenta controlar la varianza de la distribución de probabilidad, para que no haya clientes demasiado alejados del nivel medio de calidad del sistema.

En la figura 4.13 se presentan distintas distribuciones de probabilidad de tres Distribuidoras. En la gráfica a) se tiene una Distribuidora con un nivel medio igual al NOC, y con una varianza que se podría considerar “normal”. Puede verse que el mecanismo basado en índices de sistema le daría los incentivos por ofrecer el nivel óptimo de calidad. Al ser un fenómeno aleatorio, habrá un número de clientes que no tengan la calidad individual garantizada. El segundo mecanismo permitirá a estos clientes recuperar los costes que le ocasiona esa mala calidad. La Distribuidora A ha invertido lo suficiente para llegar al NOC y mantener la varianza en un nivel razonable. Ha llegado a un equilibrio entre las compensaciones con las que debe indemnizar a los clientes por debajo del mínimo garantizado y el coste de reducir aún más la varianza.

Si no se hubiese implantado el mecanismo basado en índices individuales, podría llegarse a la situación en la que se encuentra la Distribuidora B, que se puede ver en la gráfica b) de la misma figura. El mecanismo de incentivos/penalizaciones basado en índices de sistema hace que invierta hasta obtener el NOC, pero no hay ningún incentivo para reducir la varianza. Por tanto, invertirá allí donde consiga las mejoras más considerables de calidad con el mismo nivel de inversión, descuidando las zonas más costosas. El resultado es que se encuentran más clientes por debajo del nivel que se quiere garantizar. Si se implantase el segundo mecanismo basado en índices individuales, las compensaciones a los clientes con mala calidad incentivarían la Distribuidora a reducir la varianza, y repartir mejor las inversiones en mejora de calidad.

El caso contrario se puede ver en la gráfica c). En este caso, se ha implantado únicamente el segundo mecanismo basado en índices individuales. Al haber penalizaciones para los clientes por debajo del mínimo garantizado, la Distribuidora C llegará a un equilibrio entre las compensaciones que deba dar, y el

coste de mejorar la calidad del suministro. Pero esto puede llevar a que el nivel de calidad global no sea igual al nivel óptimo. Si se implantase el primer mecanismo basado en índices de sistema, los incentivos por reducir la diferencia de niveles de calidad ∇CAL llevaría a la Distribuidora a invertir hasta alcanzarlo.

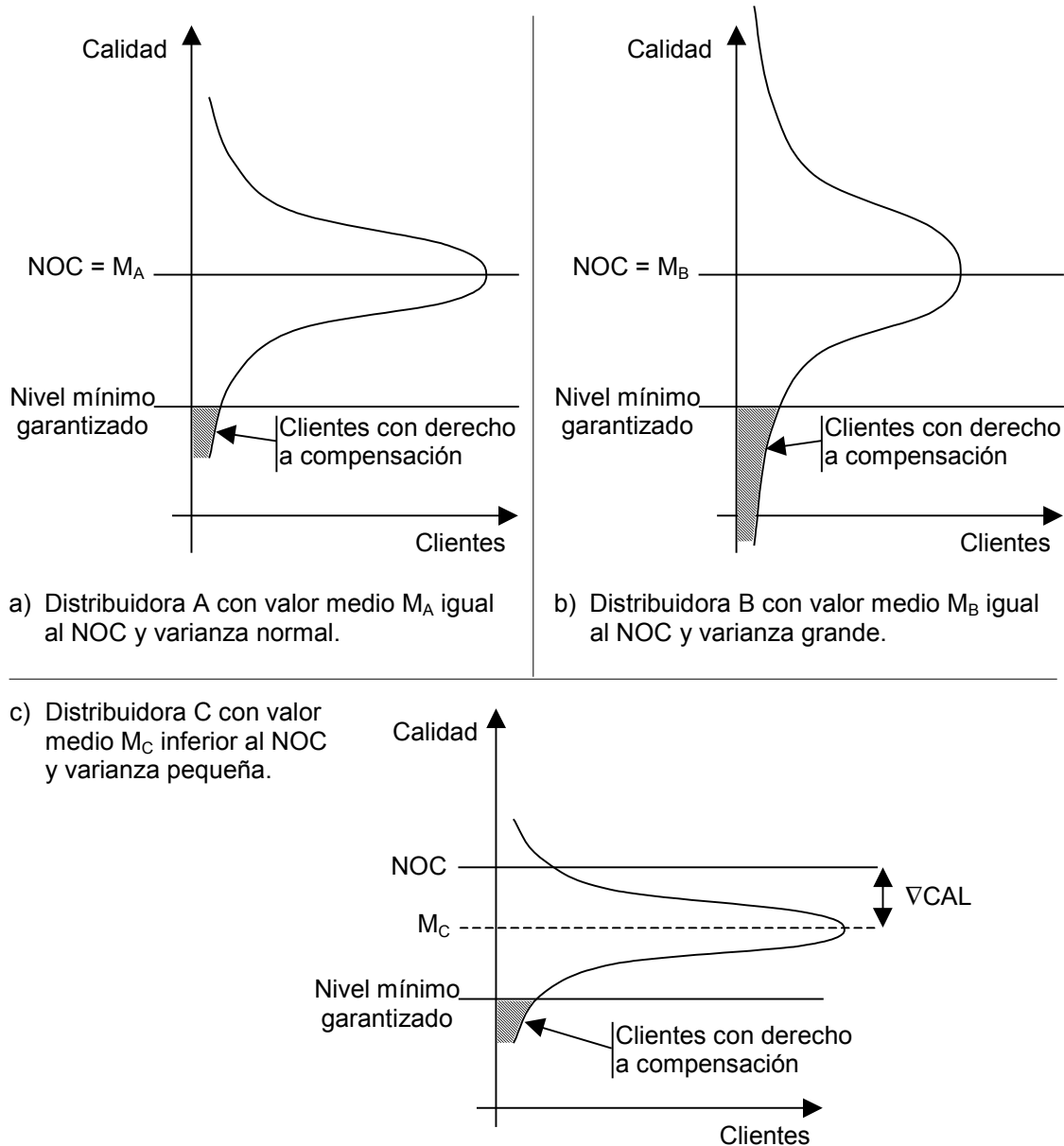


Figura 4.13 Efecto de los mecanismos de incentivos/penalizaciones sobre la distribución de probabilidad de los índices de calidad individuales.

El principal inconveniente de la combinación de estos dos mecanismos es el peligro de la excesiva penalización a la Distribuidora en momentos de transición. En el caso de que por motivos históricos una Distribuidora se encuentre alejada del NOC, se verá penalizada por varios caminos. El primer mecanismo basado en índices de sistema hará que no sea remunerada con la suma prevista en caso de estar en el NOC. Este ajuste de su remuneración en función de la calidad ofrecida tiene dos lecturas. Si la remuneración histórica ha sido justa y adecuada, no se considerará una penalización, sino la remuneración acorde con las inversiones realizadas. En cambio, en el caso de un cambio de regulación de la distribución, donde el antiguo sistema haya “incentivado” ineficiencias en la gestión y en las inversiones, este mecanismo puede suponer una penalización respecto a la remuneración esperada. Por otro lado, es de esperar que si la Distribuidora está lejos del NOC, habrá muchos clientes con una calidad por debajo del nivel mínimo garantizado. La Distribuidora se verá obligada a hacer frente a compensaciones a clientes muy por encima del nivel previsto. Por último, la Distribuidora deberá llevar a cabo planes de mejora de calidad para salir de esta situación, lo que supone una tercera vía de gastos o de disminución de ingresos a los que tiene que hacer frente.

Es importante por tanto coordinar bien estos dos mecanismos entre sí, y tener en cuenta la evolución histórica de la remuneración de las Distribuidoras, los niveles de calidad reales ofrecidos, y la situación del NOC frente a estos niveles. De esta forma se evitará ahogar a las Distribuidoras a la hora de adecuar la calidad real a los niveles óptimos desde el punto de vista social.

7. Implantación práctica de la propuesta de regulación

En este apartado se propone una implantación práctica de regulación de continuidad del suministro, basada en la propuesta conceptual presentada en el apartado 3 de este mismo capítulo. Para ello se ha incorporado todo el desarrollo teórico del nivel óptimo de calidad, zonificación y mecanismos de incentivos/penalizaciones presentado en los puntos anteriores. Esta implantación podría encajar en la situación actual española, como desarrollo reglamentario de la Ley del Sector Eléctrico (LSE) [BOE 97], pero es de aplicación general a cualquier nueva regulación que se establezca. Para completar esta regulación de la continuidad del suministro, se propone no regular explícitamente la atención comercial, y utilizar la norma UNE-EN 50160 como niveles garantizados de calidad de onda, tal y como se propone en la propuesta conceptual.

Además de intentar controlar si la remuneración es acorde con el nivel de calidad de sistema ofrecido, esta regulación quiere controlar la calidad ofrecida a cada cliente. La razón es que cada cliente está pagando por un servicio un precio por el que se le debe garantizar un mínimo de calidad. No le es de ninguna utilidad saber que se encuentra en una zona con un nivel de calidad muy bueno, si él no la tiene. De hecho, es hacia donde se dirigen prácticamente todas las regulaciones internacionales revisadas, y lo que propone la LSE. Pero actualmente se está midiendo oficialmente únicamente el TIEPI, y las Distribuidoras no están preparadas técnicamente para controlar los niveles de calidad ofrecidos a cada cliente. Por otro lado, el nivel de calidad de las redes de distribución españolas seguramente no están en el nivel óptimo de calidad, sobre todo en zonas rurales.

En apartados anteriores, se han discutido los distintos esquemas de incentivos o penalizaciones por calidad del servicio. Uno estaba más orientado a adecuar la remuneración global de la Distribuidora y a llevar el nivel de calidad hacia el nivel óptimo, mientras que el otro estaba más orientado a garantizar un cierto nivel de calidad a cada cliente. El primero utilizaría índices de sistema, mientras que el segundo controlaría la calidad mediante índices individuales.

Se propone por tanto un periodo transitorio de varios años de adecuación de la calidad global de los sistemas de distribución a los niveles objetivos, que permitiría adecuar igualmente la remuneración a ese nuevo nivel de calidad demandado. En este periodo se monitorizarían y controlarían únicamente los índices TIEPI y NIEPI hasta la MT inclusive a efectos retributivos de la calidad del servicio. Estos índices se evaluarían de forma independiente para las distintas zonas de mercado clasificadas en: urbano, semiurbano y rural, pertenecientes a cada Distribuidora, tal y como se ha justificado anteriormente. Paralelamente, las Distribuidoras adaptarán sus sistemas de recogida de datos para empezar a monitorizar índices de continuidad individuales (número de interrupciones y duración total de interrupción en cada cliente). Una vez acabado este periodo de transición, se incorporaría a la regulación el control de la continuidad de suministro recibida por cada cliente mediante índices individuales, utilizando el sistema de compensaciones directas a los clientes en caso de no ofrecer el nivel mínimo garantizado.

7.1. Etapa de transición

Esta etapa está diseñada para adecuar los niveles de calidad existentes a los niveles de calidad óptimos; adecuar la remuneración actual de las Distribuidoras a los nuevos requisitos de calidad; permitir a las Distribuidoras adaptarse a las nuevas exigencias y a la etapa definitiva de control de la calidad. Deben adaptar sus sistemas de recogida de datos y control para poder medir la calidad a cada cliente individualmente.

Índices

Se propone utilizar los índices de sistema TIEPI y NIEPI. Estos índices son los que mayor aceptación tienen entre las Distribuidoras, y han sido propuestos por UNESA [UNESA 95-a].

Para evaluarlos, se contabilizará la potencia instalada en los Centros de Transformación MT/BT (CT) propios de la compañía y la potencia contratada en los CT de clientes. Se contabilizarán todas las interrupciones programadas e imprevistas hasta la red de MT (incluidas las averías en los CT propios). En el cálculo de los índices se tendrán en cuenta las reposiciones parciales de servicio.

Cada Distribuidora debe informar para cada provincia, de los índices de calidad asociados a cada zona de suministro (urbano, semiurbano, y rural) de dicha provincia, segregándolos por tipo de incidencia (programadas, imprevistas y totales). Las zonas de suministro se caracterizan como sigue:

- Zona urbana: municipios de más de 50.000 habitantes.
- Zona semiurbano: municipios de entre 5.000 y 50.000 habitantes.
- Zona rural: municipios de menos de 5.000 habitantes.

Cada CT estará asociado a un municipio según su localización física exacta, a efectos de clasificación en una zona de suministro u otra. Para la definición de cada zona de suministro, se ha optado por la interpretación que hace UNESA en [UNESA 95-a] del PEN 1991-2000 [PEN 91]. Es posible utilizar otros criterios, como núcleos de población con número de viviendas asociadas, códigos postales con número de habitantes, etc. Este se ha considerado lo suficientemente objetivo y fácil de aplicar, al mismo tiempo que cumple con los requisitos presentados en el apartado de “Zonificación”.

Los índices de calidad agregados TIEPI y NIEPI obtenidos por cada Distribuidora i para cada zona de suministro Z y cada año n se notarán como sigue:

$TIEPI_i^{n,Z}$: Índice TIEPI de la zona Z para la Distribuidora i en el año n .

$NIEPI_i^{n,Z}$: Índice NIEPI de la zona Z para la Distribuidora i en el año n .

Estos índices los calculará cada Distribuidora como la media ponderada de sus índices provinciales (cada índice provincial es la suma de programados e imprevistos). A continuación se presenta el cálculo del TIEPI urbano de la Distribuidora i en el año n :

$$TIEPI_i^{n,URB} = \frac{\sum_{j \in \text{provincias}} TIEPI_{i,j}^{n,URB} PI_{i,j}^{n,URB}}{\sum_{j \in \text{provincias}} PI_{i,j}^{n,URB}} \quad (4.41)$$

donde,

$TIEPI_{i,j}^{n,URB}$: Índice TIEPI obtenido por la Distribuidora i en la zona urbana de la provincia j en el año n .

$PI_{i,j}^{n,URB}$: Potencia Instalada de la Distribuidora i en la zona urbana de la provincia j en el año n .

Se procede de la misma forma para cada índice y zona de suministro.

Objetivos de calidad

El Regulador fijará unos niveles objetivo para cada índice, diferenciados por zona de suministro: urbano, semiurbano y rural. Estos niveles deben ser los óptimos desde un punto de vista coste/calidad y únicos para cada tipo de zona en el conjunto de la distribución nacional. La notación es la siguiente:

$TIEPI_{OBJ}^{URB}$: Índice TIEPI urbano objetivo.

$TIEPI_{OBJ}^{SEM}$: Índice TIEPI semiurbano objetivo.

$TIEPI_{OBJ}^{RUR}$: Índice TIEPI rural objetivo.

$NIEPI_{OBJ}^{URB}$: Índice NIEPI urbano objetivo.

$NIEPI_{OBJ}^{SEM}$: Índice NIEPI semiurbano objetivo.

$NIEPI_{OBJ}^{RUR}$: Índice NIEPI rural objetivo.

Estos índices objetivo deben revisarse cada cuatro años, en función de la evolución de los distintos parámetros que afectan el NOC, según lo descrito en el apartado 4 de este capítulo.

Plazos

Los sistemas de control y seguimiento de los clientes de AT y MT están mucho más avanzados que para los clientes de BT. Se propone por tanto la siguiente diferenciación en la duración de la etapa transitoria:

- Duración de la etapa transitoria para clientes de AT y MT: 2 años.
- Duración de la etapa transitoria para clientes de BT: 4 años.

7.2. Etapa definitiva

Una vez acabado el periodo transitorio, se considera que las Distribuidoras han podido adaptar el nivel de calidad al nivel óptimo, y sus sistemas de recogida de datos para monitorizar índices individuales. Se propone por tanto añadir el mecanismo de penalizaciones basado en índices individuales. Este mecanismo garantizará un mínimo de calidad a todos los clientes, y si no una compensación económica acorde con los costes que soporta el cliente.

Índices

Además de los índices anteriores de TIEPI y NIEPI, se utilizan índices individualizados de número de interrupciones y tiempo total de interrupción en minutos que ha sufrido cada cliente en el periodo considerado. Se contabilizan todas las interrupciones largas (mayores de 1 minuto), inclusive las debidas a averías en BT.

Se puede pensar en realizar una transición desde los índices TIEPI y NIEPI basados en la potencia instalada, hacia los índices TIEB y NIA, basados en los clientes (correspondientes a los índices anglosajones *SAIDI* y *SAIFI*). En cualquier caso, sería bueno que, a efectos informativos y para establecer una competencia por comparación entre empresas, se monitorizarán y publicarán estos índices.

Niveles objetivo y garantizados de calidad

Se conservan los niveles objetivo de los índices de sistema utilizados en la etapa de transición. Además, se establecen unos niveles garantizados de continuidad de suministro individuales que deben cumplirse. Estos niveles garantizados individuales deben fijarse teniendo en cuenta los niveles de calidad objetivo del sistema fijados y los niveles de calidad reales ofrecidos, para no penalizar excesivamente las

Distribuidoras. Se discriminarán niveles garantizados de continuidad de suministro según nivel de tensión y zona de suministro.

- Por nivel de tensión, se distinguirá según el cliente está conectado en AT, MT o BT.
- Por zona de suministro, se distinguirán las mismas zonas (urbana, semiurbano y rural) ya utilizadas en la primera etapa. Se determinará a qué zona de suministro pertenece cada cliente de una forma análoga a los Centros de Transformación MT/BT (CT): según el municipio en el que está ubicado físicamente cada cliente.

La distinción por nivel de tensión obedece a razones técnicas: por un lado, en una misma red, la calidad del servicio técnico será siempre mejor en una tensión más alta: todas las interrupciones ocurridas en tensiones inferiores no le afectan. Y por otro, el coste de suministrar una carga en AT o MT es menor al de suministrar una carga en BT, debido al ahorro en líneas de distribución, en pérdidas, etc.

Plazos

Esta etapa es definitiva, con revisión cada cuatro años de los niveles objetivo de sistema y de los niveles garantizados de calidad individual. La revisión de los niveles de calidad obedece a que el nivel de calidad óptimo evoluciona a medida que evolucionan las necesidades de los clientes, y evolucionan las soluciones técnicas y sus costes para la mejora de la calidad.

7.3. Control de los niveles de calidad

Uno de los aspectos más cruciales de una regulación para su correcto funcionamiento son las medidas de control que puede ejercer el Regulador sobre los agentes del sistema. Para ello se propone que las Distribuidoras sean las responsables de medir los niveles de continuidad de suministro en sus redes y clientes. Deberán remitir al Regulador un informe normalizado con una periodicidad semestral sobre los niveles de calidad obtenidos. Este informe deberá contener la siguiente información.

Etapa de transición

- Índices TIEPI y NIEPI programados, imprevistos y total, desglosados por zonas de suministro y provincia.
- Información sobre todas las incidencias hasta MT que debe incluir para cada incidencia: fecha y hora de la incidencia, CT afectados, potencia instalada o contratada afectada y duración. Debe tenerse en cuenta las reposiciones parciales de servicio.

Etapa definitiva

- Índices TIEPI y NIEPI programados, imprevistos y total, desglosados por zonas de suministro y provincia.
- Índices TIEB y NIA (éste último calculado sólo para abonados de BT, aunque esté definido para todos), programados, imprevistos y total desglosados por zonas de suministro y provincia.
- Información sobre todas las incidencias hasta BT que debe incluir para cada incidencia: fecha y hora de la incidencia, clientes afectados y duración. Debe tenerse en cuenta las reposiciones parciales de servicio.
- Lista de todas las compensaciones efectuadas a los clientes con los que no se ha cumplido los niveles garantizados de calidad, con los índices asociados, el nivel de tensión y la zona de suministro de cada cliente al que se haya compensado.

Se propone que se hagan públicos los índices TIEPI y NIEPI durante la etapa de transición, a los que se añadirían los índices TIEB y NIA durante la etapa definitiva. El objetivo es establecer una cierta competencia por comparación entre las distintas Distribuidoras.

Como método de control y auditoría por parte del Regulador, se propone que contraste la información aportada por las empresas basándose en el muestreo estadístico de medidas en CT y/o en clientes. Se colocarían medidores que contabilizarían el número de interrupciones así como su duración. Esta información debería coincidir con los datos de incidencias aportados por las Distribuidoras. En el caso de falta de información o información errónea, el Regulador podría aplicar sanciones a la Distribuidoras en cuestión.

7.4. Marco retributivo

La regulación de la calidad debe integrarse en el esquema global retributivo de la actividad de distribución. Esta propuesta está orientada a integrarse con un modelo de retribución de la distribución basada en el servicio ofrecido, con limitación de precios o de ingresos. Se llama retribución base a la remuneración que recibe la Distribuidora en función de los costes de inversión, explotación y comercial, determinados por procedimientos objetivos y no discriminatorios [Román 98]. Esta retribución base tendrá asociado un nivel de calidad que se llamará de referencia, y que caracterizará el servicio ofrecido. Esta retribución base tendrá un valor de partida para el primer año de entrada de la regulación, y será modificado en años sucesivos según un esquema del tipo (IPC-X) teniendo en cuenta las variaciones de mercado. El coeficiente X trasladará a los clientes las mejoras en eficiencia de las Distribuidoras. La retribución base, el nivel de calidad base asociado y el coeficiente X se revisarán en periodos plurianuales. El marco retributivo se ha descrito más en detalle en el apartado 2 de este mismo capítulo.

Sobre esta retribución base anual, se articularán esquemas de incentivos/penalizaciones asociados a calidad del servicio, pérdidas y gestión de la demanda.

7.4.1. Incentivos por calidad basados en índices de sistema

La retribución base lleva implícito un nivel de calidad de referencia. En el apartado de “Zonificación” se presentaba un método para determinar el nivel de referencia para cada tipo de zona. Este método utiliza los datos históricos de calidad obtenidos en los últimos años y tiene en cuenta únicamente como variables explicativas datos objetivos relativos al mercado servido. Estos niveles de referencia para cada tipo de zona Z se notarán como sigue:

$TIEPI_{REF}^Z$: Índice TIEPI de referencia de la zona Z.

$NIEPI_{REF}^Z$: Índice NIEPI de referencia de la zona Z.

De forma más simplificada, también se puede tomar como niveles de referencia la media ponderada de los niveles de calidad obtenidos por el conjunto de las Distribuidoras en el primer año de regulación. Este método implica que la suma de los incentivos y de las penalizaciones en el año de partida de la regulación sea cero. Esta suma no sería cero si se hubiese calculado los índices de referencia con antelación, como se propone en el párrafo anterior.

Se propone el mecanismo de incentivos/penalizaciones basado en la pendiente del Nivel Óptimo de Calidad (NOC) anteriormente discutido. Este mecanismo debe incentivar a las Distribuidoras a invertir hasta alcanzar los niveles objetivos en cada tipo de zona.

Si el nivel de calidad obtenido en cada periodo anual es superior al nivel de referencia, la Distribuidora se verá **incentivada** proporcionalmente al incremento de calidad respecto al de referencia. Si el nivel de calidad es inferior al nivel de referencia, la Distribuidora se verá **penalizada** siguiendo el mismo método. En el caso de obtener una calidad superior al nivel objetivo, se tomará el nivel objetivo de calidad a efectos retributivos, ya que no se valoran positivamente incrementos de calidad por encima del nivel objetivo. Se incentivará o penalizará por separado cada índice (TIEPI y NIEPI) en cada tipo de zona

(urbana, semiurbana y rural), teniendo cada cual su propia tasa de retribución, uniforme para todas las Distribuidoras. El monto neto de incentivos o penalizaciones por calidad de servicio a las Distribuidoras serán con cargo a la tarifa y podrán estar limitados por una cantidad máxima.

Los incentivos/penalizaciones de cada año en cada tipo de zona (urbana, semiurbana y rural) de cada Distribuidora y para cada índice TIEPI y NIEPI son: coste unitario del índice de la zona Z, multiplicado por la potencia instalada, y multiplicado por la diferencia del índice real con el de referencia, siempre referido al tipo de zona tratado. El coste unitario será distinto según el tipo de zona y está basado en el valor de la pendiente K tal y como se indicó en el capítulo anterior en la ecuación (3.32).

El cálculo completo de los incentivos I de la Distribuidora i para el año n es el siguiente:

$$I_i^n = \sum_Z \left(C_{TIEPI}^{n,Z} \cdot PI_i^{n,Z} \left(TIEPI_{REF}^Z - TIEPI_i^{n,Z} \right) \right) + \sum_Z \left(C_{NIEPI}^{n,Z} \cdot PI_i^{n,Z} \left(NIEPI_{REF}^Z - NIEPI_i^{n,Z} \right) \right) \quad (4.42)$$

donde

Z: Zonas de suministro: urbana, semiurbana y rural.

$C_{TIEPI}^{n,Z}$: Coste unitario de mejora del TIEPI en pesetas por hora mejorada y kVA instalado en zonas Z. Cada tipo de zona (urbana, semiurbana o rural) tiene su propio coste. En principio se propone hacerlo invariable para todos los años n de la etapa preliminar.

$C_{NIEPI}^{n,Z}$: Coste unitario de mejora del NIEPI en pesetas por interrupción mejorada y kVA instalado en zonas Z. Cada tipo de zona (urbana, semiurbana o rural) tiene su propio coste. En principio se propone hacerlo invariable para todos los años n de la etapa preliminar.

y los índices TIEPI y NIEPI de las Distribuidoras son los obtenidos en cada año n, y la potencia instalada de la Distribuidoras la instalada al final de cada año n.

Si $I_i^n > 0$, la Distribuidora i recibe incentivos en el año n; si $I_i^n < 0$, la Distribuidora paga penalizaciones (es decir, tendrá una retribución global menor).

Al estar fijados los índices de referencia para un periodo completo de regulación, la suma de incentivos y penalizaciones no tiene por qué sumar cero. Si se consigue incentivar adecuadamente a las Distribuidoras, y todas ellas mejoran su calidad, se habrá incrementado la remuneración total de la distribución. Se puede calcular la cantidad de dinero total que se está destinando a mejorar la calidad del servicio desde el nivel de referencia hasta el nivel de calidad objetivo. Esta cantidad, una vez alcanzado el nivel de calidad objetivo, debería integrarse dentro de la remuneración base de las Distribuidoras si se quiere mantener el nivel de calidad objetivo como nivel de calidad de referencia. Esa cantidad total se calcula como sigue:

$$\begin{aligned} \text{Cantidad total} = & \sum_Z \left(C_{TIEPI}^{n,Z} \left(PI_i^Z \right) \left(TIEPI_{REF}^Z - TIEPI_{OBJ}^Z \right) \right) \\ & + \sum_Z \left(C_{NIEPI}^{n,Z} \left(PI_i^Z \right) \left(NIEPI_{REF}^Z - NIEPI_{OBJ}^Z \right) \right) \end{aligned} \quad (4.43)$$

donde Z son las zonas de suministro: urbana, semiurbana y rural. Este cálculo también puede efectuarse de forma desagregada para cada zona para saber las cantidades dedicadas a mejorar la calidad en cada tipo de zona.

7.4.2. Compensaciones a clientes basadas en índices individuales

Las Distribuidoras que no cumplan los niveles garantizados en el suministro a sus clientes compensarán directa y automáticamente a los clientes que no han disfrutado del nivel de calidad garantizado. La forma de compensación será a través de la facturación al cliente en el periodo siguiente a la constatación del incumplimiento de los niveles garantizados. Las compensaciones nunca serán mayores de un 80% de la

facturación del cliente a lo largo del siguiente periodo. La fórmula de la compensación así como el nivel de calidad al que tiene derecho el cliente vendrá especificado en el contrato de suministro entre la compañía y el cliente.

Estas compensaciones se calcularán en función del número de interrupciones largas (duración superior a un minuto) y del tiempo total de interrupción del suministro del cliente que sobrepasen los valores límite garantizados.

Se establecen límites para el número de interrupciones o tiempo de interrupción total. En la tabla 4.2 se proponen unos números orientativos de cuales pueden ser esos límites. En el caso de que se sobrepase cualquiera de los dos límites establecidos, la Distribuidora compensará al cliente. La compensación por discontinuidad (CD) de cada cliente c se calculará como la suma de dos términos: el primero, el número de interrupciones sufridas por encima del límite establecido por el cliente multiplicado por la potencia contratada y por un coste unitario de interrupción por kW contratado; y el segundo, el tiempo de interrupción total al cliente, multiplicado por la potencia contratada por el cliente y por el coste unitario de hora de interrupción y por kW contratado:

$$CD_c = A(Z_c, NT_c, DI_c) \times NI_c \times PC_c + B(Z_c, NT_c) \times TI_c \times PC_c \quad (4.44)$$

donde

NI_c : Número de interrupciones sufridas por el cliente c en el periodo estudiado por encima del límite establecido.

TI_c : Tiempo de interrupción sufrida por el cliente c en el periodo estudiado por encima del límite establecido.

DI_c : Duración media de cada interrupción del cliente c $\left(\frac{TI_c}{NI_c} \right)$.

PC_c : Potencia contratada por el cliente.

Z_c : Zona de suministro del cliente c : urbana, semiurbana o rural.

NT_c : Nivel de tensión del cliente c : AT, MT o BT.

$A(Z_c, NT_c, DI_c)$: Coste por interrupción en función de la zona de suministro, del nivel de tensión y de la duración media de cada interrupción sufrida (en pesetas por interrupción y kW contratado).

$B(Z_c, NT_c)$: Coste del minuto de interrupción en función de la zona de suministro y del nivel de tensión (en pesetas por minuto y kW contratado).

Esta compensación es equivalente a una función de valoración económica de la continuidad (función VEC) adaptada a un único cliente. Su misión es conseguir que el cliente cubra los costes adicionales ocasionados por la mala calidad sufrida.

Los costes unitarios de interrupción y de la duración de la interrupción dependerán del tipo de zona de suministro (urbana, semiurbano o rural), del nivel de tensión del cliente, y de la duración media de las interrupciones que ha sufrido el cliente.

Tabla 4.2 Valores límite orientativos de los índices individuales de continuidad en la etapa definitiva.

	Números máximos de interrupciones (int./año)			Tiempos máximos de interrupción (h/año)		
	AT	MT	BT	AT	MT	BT
Urbana	3	4	6	0,5	2	3
Semiurbana	3	6	10	0,5	3	6
Rural	3	8	14	0,5	4	12

7.5. Relación contractual entre cliente y Distribuidora

Hasta ahora, con la regulación propuesta, se ha querido asociar la calidad que tiene cada cliente con el coste que supone dársela. Por ello se han diferenciado niveles de calidad por tipo de zona de suministro y por nivel de tensión al que está conectado. El problema que tiene este planteamiento es que no adapta el nivel de calidad a las necesidades concretas de cada cliente. Cada cliente valora la calidad de forma distinta.

Para compensar esta situación, una vez en la etapa definitiva donde se monitorizan índices individuales, la Distribuidora y el cliente podrán acordar mediante contrato condiciones especiales de suministro. De esta forma, un cliente podrá acceder a niveles de calidad superiores a las reguladas siempre que alcance un acuerdo con la Distribuidora donde se pacten las condiciones económicas asociadas.

Estos contratos pueden afectar al nivel de calidad de los clientes conectados a la misma red, con lo que se pueden hacer contratos entre varios. Pero en ningún caso se puede obligar a un cliente a pagar más por un nivel de calidad superior al garantizado y que no ha pedido.

8. Conclusiones

En este capítulo, se ha descrito la evolución del marco retributivo de la actividad de distribución, desde una remuneración basada en los costes reconocidos hacia una remuneración basada en el servicio ofrecido, del tipo limitación de precios o de ingresos. Estos tipos de remuneración incentivan la reducción de costes, lo que hace necesario una regulación explícita de la calidad del suministro, especialmente de la continuidad del suministro, al estar directamente relacionada con el nivel de inversión y la política de operación y mantenimiento de la Distribuidora.

Se ha presentado una regulación de calidad conceptual que cumple todos los objetivos de una buena regulación: adecua la remuneración de la distribución al nivel de calidad ofrecido al mismo tiempo que permite llevar ese nivel de calidad hacia el óptimo social; reparte los beneficios de reducción de costes entre las Distribuidoras y los clientes; garantiza un mínimo de calidad a todos los clientes.

Para apoyar esta propuesta, se ha desarrollado la teoría asociada al nivel óptimo de calidad (NOC) de un sistema de distribución de energía eléctrica, de forma que se minimice el Coste Social Neto (CSN) de la calidad. Este CSN es la suma de dos variables: los costes de inversión de la Distribuidora para alcanzar el nivel óptimo de calidad; y los costes sufridos por los clientes en ese nivel de calidad. Se han propuesto métodos para conseguir determinar estos costes. Para solucionar uno de los principales problemas de su cálculo, se ha propuesto una división del mercado servido en tres tipos de zona: urbana, semiurbana y rural. Esta división permite calcular los costes de inversión de la Distribuidora de forma más precisa y coherente, teniendo en cuenta las particularidades de las redes de distribución en cada tipo de mercado. Se ha comprobado también que cada tipo de zona sigue un mismo patrón de nivel de calidad, con lo que se pueden establecer objetivos de calidad uniformes dentro de cada uno de ellos. Más concretamente, se ha propuesto un método para calcular el nivel de calidad asociado a las inversiones actuales en la red de Distribución en cada tipo de zona, nivel que se ha llamado nivel de calidad de referencia. Este nivel de calidad de referencia, conjuntamente con el nivel de inversiones actual permite obtener un punto de la curva de costes de inversión de la Distribuidora frente a calidad. De la misma forma, al dividir el mercado se puede precisar mejor la mezcla de los distintos tipos de clientes que lo componen, pudiendo calcular mejor por tanto los costes sufridos por los clientes.

Se han descrito dos métodos de incentivos/penalizaciones: el primero, basado en índices de sistema, adecua la remuneración global de la distribución con el nivel de calidad ofrecido, al mismo tiempo que

permite llevar la calidad del sistema al NOC; el segundo, basado en índices individuales, garantiza un nivel mínimo de calidad a todos los clientes. Estos dos métodos combinados consiguen que se cumplan los requisitos de una buena regulación de calidad: adecuada remuneración a la Distribuidora, incentivos eficaces para que invierta hasta alcanzar el NOC; reparto de los beneficios de la consecución del NOC entre los distintos agentes del sistema, niveles mínimos de calidad garantizados a todos los clientes.

Basándose en todo lo anterior, se ha propuesto una implantación práctica de la regulación de calidad adaptada a la legislación actual española que cumple todos los requisitos teóricos enunciados a lo largo del capítulo. Esta regulación utiliza los dos mecanismos explicados anteriormente, en dos etapas. La primera permite a las Distribuidoras adaptarse a la nueva situación, para poder controlar la calidad ofrecida a cada cliente en la segunda y definitiva etapa.

Son aportaciones originales de esta tesis la discusión teórica sobre el nivel de calidad, la función VEC propuesta, la curva de costes de la Distribuidora en función de sus variables de decisión, y la curva de mejora de la calidad en función de las inversiones de la Distribuidora. El doctorando ha participado en la validación de zonificación propuesta del mercado servido, que es original. La propuesta de regulación también es una aportación original de esta tesis.

Dentro del análisis realizado de la curva de costes de inversión de las Distribuidoras en función de la mejora de la calidad, se ha presentado un método simplificado de cálculo de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora. Si se quiere realizar un análisis más exhaustivo y más exacto de la esa curva, es necesario contar con un método de análisis de fiabilidad más completo que el presentado en este capítulo. Este análisis de fiabilidad es crucial para la determinación del NOC, además de ser imprescindible a las Distribuidoras para poder tomar decisiones de inversión en mejora de la calidad, en éste o en otro entorno regulativo.

En el siguiente capítulo de esta tesis se describe un método de análisis de fiabilidad sensible a cualquier acción de mejora de la calidad. Este método de análisis es útil para calcular la mejora de la fiabilidad en función de las medidas adoptadas, y es suficientemente rápido como para poder realizar análisis comparativos de distintas inversiones.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE FIABILIDAD

1. Introducción

En los capítulos anteriores, se ha revisado la calidad del servicio en sus diferentes vertientes. Se han estudiado los aspectos regulativos relacionados con la calidad. Se ha expuesto una teoría sobre el nivel óptimo de calidad que minimiza su coste social neto. Se ha propuesto una regulación explícita de la calidad del servicio, y más concretamente de la continuidad del suministro. La continuidad del suministro es el aspecto de la calidad más estudiado en la literatura internacional, donde se le suele llamar fiabilidad del suministro.

Una vez se ha resuelto el problema estructural del suministro de energía eléctrica, es decir, la conexión de todas las demandas de energía eléctrica con un suministro de energía eléctrica, aparece el problema de la fiabilidad del suministro. El suministro de energía eléctrica está proporcionado por un sistema complejo compuesto por la generación, el transporte y la distribución. Los elementos que componen el suministro de energía eléctrica pueden fallar, y su fallo puede provocar la interrupción del suministro a una demanda. Una vez ocurre un fallo de suministro, su corrección o reparación del elemento averiado requiere un tiempo, que suele llamarse tiempo de reparación. Este tiempo también se denomina tiempo de reposición del servicio, aunque en los estudios de fiabilidad es menos común.

Los índices básicos de la fiabilidad del suministro para cada demanda o punto de suministro son el número de fallos, o número de interrupciones del suministro, y el tiempo de indisponibilidad del suministro, o duración de cada interrupción. Una vez se conocen estos datos para cada punto de demanda, se pueden calcular todos los índices de continuidad del suministro descritos en el primer capítulo. Más concretamente, se pueden calcular los índices de calidad de la regulación propuesta.

En el nuevo marco regulativo propuesto, donde se consideran criterios socioeconómicos para determinar el nivel de calidad óptimo, y se proponen unos incentivos económicos a la mejora de la calidad, es muy importante tener una herramienta que permita analizar el impacto de las distintas acciones de mejora de la calidad sobre dichos índices. Al Regulador le permite analizar el impacto de los incentivos propuestos, o utilizar la herramienta para determinar esos incentivos. Se puede utilizar esta herramienta para calcular la curva de costes de inversión para las Distribuidoras frente a mejora de calidad. La Distribuidora puede utilizar ésta herramienta para realizar análisis coste/beneficio de sus inversiones en mejora de calidad comparando el coste de sus inversiones con los incentivos obtenidos de la mejora de la calidad.

El primer paso para analizar la fiabilidad de un sistema es modelarlo. El modelo debe recoger todo el conocimiento que tenga el ingeniero sobre el funcionamiento del sistema. Este conocimiento es clave para decidir qué método de evaluación de la fiabilidad es el más adecuado para el sistema. Cada elemento del modelo tendrá asociados unos datos históricos de fiabilidad sobre los que basar el análisis de fiabilidad. La obtención de estos datos es un problema en sí mismo. Del estudio de fiabilidad se obtendrán los índices básicos de continuidad del suministro. El modelo utilizado también debe ser suficientemente detallado para que el análisis de fiabilidad sea sensible a cualquier acción de mejora de la calidad. Por otro lado, debe ser lo suficientemente sencillo como para que se puedan realizar muchos análisis, y de esta forma utilizar la herramienta para análisis comparativos coste/beneficio de distintas alternativas de inversión.

En esta tesis se propone un análisis de fiabilidad original sensible a las medidas de mejora de la continuidad del servicio más importantes, y lo suficientemente sencillo como para que tenga un coste computacional reducido. Analiza de forma predictiva la fiabilidad de un alimentador de distribución radial basándose en datos históricos. Calcula los índices de continuidad básicos y de sistema de dicho alimentador. Utiliza para ello una división del tiempo de reparación en subtiempos asociados cada uno de ellos a una fase de la recuperación del suministro.

Este capítulo tiene la siguiente organización: primero se describe el modelo de la red de distribución propuesto en la tesis, describiendo cómo se inserta este modelo en el análisis de fiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. A continuación se hace un breve repaso a los distintos métodos de análisis de fiabilidad, así como a la evolución histórica de su utilización. Se propone y se justifica la elección de un método concreto considerado el más apropiado para estudiar el problema planteado. Se describen las modificaciones a la utilización clásica de ese método para adaptarlo a los nuevos requerimientos, así como su formulación matricial e implantación informática. Por último, se realiza un estudio de sensibilidad de la fiabilidad del sistema a las distintas acciones de mejora de la calidad.

2. Modelado de la red de distribución

En este apartado, se presenta el modelo de red de distribución elegido como el más adecuado para calcular los índices de fiabilidad. Primero se sitúa la distribución dentro del contexto del análisis de fiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Luego se describe la estructura de las redes de distribución que se quieren analizar, y se repasan muy brevemente los conceptos de continuidad del suministro asociados a la distribución.

2.1. Sistemas eléctricos de potencia y fiabilidad

Los sistemas eléctricos de potencia tienen como finalidad suministrar energía eléctrica a todos los clientes conectados a sus redes. Para ello, genera esa energía en las centrales de generación de energía eléctrica, y la transporta y distribuye hasta todos los clientes mediante redes de cables que los conectan a esas centrales. Estos sistemas son extensos y complejos, lo que ha llevado a dividirlos para el análisis de su fiabilidad. Las tres partes del sistema, generación, transporte y distribución se agrupan en tres niveles jerárquicos, denominados generalmente en la literatura técnica internacional HLI, HLII y HLIII (del inglés *Hierarchical Level*). Estos tres niveles jerárquicos pueden verse gráficamente en la figura 5.1.

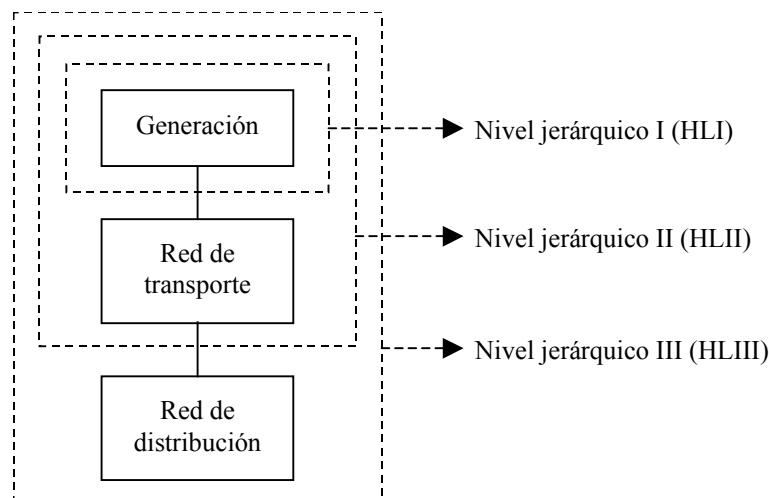


Figura 5.1 Niveles jerárquicos de análisis de fiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

El nivel jerárquico I (HLI) estudia la fiabilidad de la Generación únicamente, considerando todas las centrales conectadas a un mismo nudo, donde también se encuentran todas las demandas. Es lo que se llama red de nudo único. El nivel jerárquico II (HLII) estudia el nivel de fiabilidad conjunto de la Generación y la Red de transporte. El nivel jerárquico III (HLIII) estudia el nivel de fiabilidad del sistema completo, con Generación, Red de transporte y Red de distribución. Es únicamente en este último en el que se puede calcular los índices de fiabilidad referidos al cliente final.

Los estudios de fiabilidad en el HLI se utilizan sobre todo para planificación de la generación. Permiten tener criterios para determinar la capacidad de generación necesaria para cubrir la demanda futura. Se tienen en cuenta aspectos como los planes de mantenimiento a los que deben someterse las centrales, la fiabilidad de cada central, cuanta reserva es necesaria durante la operación del sistema para cubrir posibles fallos, etc. En [Allan 94-b] se describe la evolución histórica de estos estudios. En un principio, se utilizan criterios deterministas para determinar la reserva de capacidad, pero cada vez se utilizan más los métodos probabilistas. Los índices utilizados más corrientes en planificación de la generación son la probabilidad de pérdida de demanda (LOLP, *Loss Of Load Probability*), la pérdida de demanda esperada (LOLE, *Loss Of Load Expectation*), la pérdida de energía esperada (LOEE, *Loss Of Energy Expectation*), etc. Todos estos índices son valores medios esperados de una variable aleatoria. Las técnicas utilizadas para determinarlos son analíticas y de simulación. Las técnicas analíticas probabilistas empezaron en los años '30. Calabrese [Calabrese 47] dio un impulso importante, siendo todavía hoy la base de las técnicas utilizadas. Las técnicas de simulación, o de Monte Carlo, se utilizaron desde los años '50 [Baldwin 59], y siguen plenamente en vigor [Patton 88]. Existe un sistema definido por el IEEE para probar todas las técnicas de evaluación de la fiabilidad de HLI [IEEE 79, Allan 86]. Hoy en día siguen realizándose numerosos estudios.

Los estudios en el HLII son mucho más complejos, debido a que tienen en cuenta no sólo la generación, sino también la red de transporte. El análisis en este nivel debe ser conjunto a los dos. La finalidad de estos dos sistemas es generar y transportar la energía eléctrica a las subestaciones primarias sin sobrepasar los límites de operación del sistema. Primero debe satisfacer la demanda manteniendo las características de tensión y frecuencia y respetando los límites de los flujos por las líneas. Segundo, debe

ser capaz de soportar las perturbaciones transitorias tales como faltas en una línea, etc. La mayoría de las técnicas desarrolladas hasta ahora estudian sobre todo el primer problema. Existen multitud de índices, que se pueden dividir en orientados a los puntos de demanda (tasa de fallos, energía no suministrada esperada, etc.), y orientados al sistema (tasa de potencia interrumpida al año, potencia interrumpida media por perturbación, etc.). Se han desarrollado los dos métodos analíticos [Billinton 69, Dandeno 77, Mikolinnas 82] y de simulación [Noferi 75, Dodu 86, Román 92] para calcularlos. A pesar de que muchas compañías siguen manteniendo criterios deterministas (criterio N-1, etc.), se está evolucionando poco a poco hacia estos métodos probabilistas. El sistema definido por el IEEE en [IEEE 79] también tiene definida una red de transporte para poder realizar estudios de fiabilidad de nivel HLII. En [Billinton 89-b] se describe un sistema eléctrico de potencia hasta el HLII con los resultados de índices de fiabilidad, que se puede utilizar con fines educativos o para realizar pruebas comparativas de distintos métodos de evaluación de la fiabilidad.

Los estudios en el HLIII deberían tener en cuenta la fiabilidad de todo el sistema eléctrico de potencia. No es viable debido a la elevada complejidad y el tamaño del sistema a estudiar. La parte de la red de distribución de más alta tensión explotada de forma mallada (llamada de reparto o subtransmisión) suele integrarse en el HLII. El resto de la red se explota de forma radial, lo que hace que las dos redes se comuniquen a través de un único punto de suministro de energía. Este hecho permite estudiar la fiabilidad de la red de distribución radial separadamente del resto del sistema eléctrico de potencia. La influencia de la fiabilidad del resto del sistema se puede modelar mediante los índices orientados a los puntos de demanda calculados en el HLII, aunque como ya se vio en el Capítulo 2, las redes de distribución radiales aportan prácticamente un 80% de las faltas sufridas por el cliente final. La tesis, y más concretamente este capítulo, se centra en el estudio de la fiabilidad de las redes de distribución radiales de MT.

2.2. Red de distribución

En este apartado se describe los componentes y la estructura de la red de distribución. Se propone un modelo sencillo que permite representar los aspectos más relevantes de la red de distribución radial desde un punto de vista de fiabilidad.

2.2.1. Elementos de la red

La red de distribución radial empieza en las subestaciones de distribución AT/MT o MT/MT. Estas subestaciones suelen pasar de 132 kV, 66 kV ó 45 kV a la tensión de 20 kV, tensión considerada como estándar de las redes de distribución radiales. En la práctica, debido a motivos históricos, existen numerosas líneas con tensiones muy variadas, que van desde los 17 kV hasta los 3,3 kV e incluso menos. Las subestaciones tienen una serie de “salidas”, siendo cada una de ellas el principio de una red de distribución radial, denominada alimentador. Un alimentador es por tanto una red de distribución radial, que empieza en una subestación.

Todo alimentador está formado por tramos de línea que conectan entre sí todas las cargas servidas por él. Estos tramos de línea, o simplemente tramos de ahora en adelante, están compuestos a su vez por numerosos elementos: postes de sujeción, aisladores, conductor, etc. que hacen que existan muchos tipos de tramos. La característica más diferenciadora de los tramos es sin duda ser subterráneo o aéreo, sobre todo desde un punto de vista de fiabilidad. Los tramos subterráneos o cables, son mucho más caros pero mucho más fiables que los tramos aéreos o líneas. Están mucho menos expuestos a perturbaciones externas, sobre todo a las condiciones meteorológicas. Suelen instalarse únicamente en zonas de alta densidad de población o de cargas, y obligado por los municipios.

A estos tramos se conectan los Centros de Transformación (CT). Los CT transforman la media tensión a baja tensión (380 V entre fases). Las características propias de los CT son la potencia instalada en los mismos y el número de clientes a los que alimenta. Los clientes pueden ser clientes de baja tensión alimentados a través de la red de baja tensión que cuelga de los CT con una estructura radial similar a la

de media tensión. También pueden ser clientes de media tensión, habiendo únicamente un cliente conectado al CT y siendo éste propiedad suya. La nomenclatura generalmente utilizada por las Distribuidoras es CT propios para los CT propiedad de las Distribuidoras y CT de clientes para los CT propiedad de los clientes de MT. Para el estudio de fiabilidad propuesto, se modela la red de distribución únicamente hasta los CT, ya sean propios o de clientes. Esto quiere decir que no se representan las redes de baja tensión.

Las demandas son otro aspecto que hay que modelar en la red de distribución. En una primera aproximación, se propone tomar únicamente una demanda constante calculada como la potencia instalada por un factor de demanda. Últimamente, está apareciendo también mucha generación dispersa en las redes de distribución. Esta generación puede provenir de cogeneradores (utilización de energía residual de otros procesos de fabricación para generar electricidad) o de energías renovables (eólica, solar, etc.). Debido al apoyo político que está recibiendo, se está desarrollando muy rápidamente. Existen estudios de fiabilidad que los modelan de forma muy completa [Quiles 97]. En este modelo simplificado se propone tratarlo de forma similar a una demanda, solo que negativa.

Además de estos elementos estructurales de las redes de distribución, que sirven para conectar la fuente de energía con las demandas, existen una serie de dispositivos de señalización de faltas y seccionamiento de los tramos que se instalan en estas redes con el fin de mejorar la fiabilidad. Estos equipos varían desde simples seccionadores que son equipos de corte accionados manualmente cuando la línea está sin tensión, hasta los llamados reconectores que detectan y aíslan el tramo con falta automáticamente. Un análisis más exhaustivo de estos equipos y una clasificación de los mismos se presenta más adelante en este capítulo. La instalación de estos equipos forma parte de la automatización, proceso que está paulatinamente llegando a todas las redes de distribución.

A continuación se resumen los elementos que se propone representar para modelar la red de distribución radial de media tensión, con sus características físicas:

- Tramos.
Subterráneo o aéreo. Longitud (km).
- CT.
Potencia instalada. Número de clientes. Factor de demanda.
- Equipos de señalización y seccionamiento.

El modelado propuesto es extremadamente sencillo para poder realizar el estudio de fiabilidad con muy poca carga computacional. Estos elementos pueden representar muy bien el funcionamiento real de una red de distribución, y permiten realizar un estudio de fiabilidad suficientemente detallado como para que sea sensible a cualquier acción de mejora de la calidad, tal y como se detalla más adelante. Para poder realizar un estudio de fiabilidad, además de saber qué elementos componen la red de distribución, es necesario conocer su estructura, o como se conectan los elementos entre sí. En el siguiente apartado se presenta la estructura de estas redes.

2.2.2. Estructura de la red

La estructura de estas redes es radial, o por lo menos están explotadas de forma radial aunque en algunos casos puedan existir mallas [Lakervi 89]. La estructura radial es una estructura en árbol. Por lo tanto, habrá un único camino entre la fuente de energía o alimentación y cualquier demanda. La fuente de energía es la salida de la subestación, o cabecera del alimentador. Por supuesto, se están considerando los posibles generadores dispersos como otras demandas, tal y como se dijo en el apartado anterior. Debido a esta configuración, se suele utilizar la nomenclatura de aguas arriba del alimentador o aguas abajo. Hace referencia al flujo de energía que circula por la red. Aguas arriba significa en dirección a la cabecera del alimentador, o alimentación principal, es decir yendo a contracorriente del flujo de energía. Aguas abajo significa alejándose de la cabecera del alimentador, es decir siguiendo el flujo de energía.

En la cabecera de prácticamente todo alimentador, se encuentra una protección contra faltas. Esta protección es capaz de eliminar todas las faltas transitorias en el alimentador, además de detectar las faltas permanentes. En ese caso, abrirá y dejará sin tensión el alimentador. Esta protección es esencial para la posterior automatización del alimentador, por lo que en este estudio se considera que siempre existe. Esta

aproximación es bastante realista, puesto que la mayoría de los alimentadores ya tienen este tipo de protección.

A pesar de que la explotación de estas redes sea radial por razones de simplicidad de la explotación, a menudo están construidas con estructuras malladas. Eso quiere decir que existen puntos de conexión que durante la operación normal del sistema están abiertos. Estas conexiones pueden ser con otra rama del mismo alimentador, con otro alimentador de la misma subestación o, en algunos casos, incluso un alimentador de otra subestación. La utilidad de estas conexiones normalmente abiertas es tener la posibilidad de reconfigurar el o los alimentadores. El problema de la reconfiguración de los alimentadores para una explotación óptima (normalmente minimización de pérdidas) es un problema en el que hay numerosa literatura [Carrillo 95-a, Merlin 75]. No es parte del objetivo de la tesis determinar esa mejor configuración. Se considera que las redes de distribución tienen una configuración habitual estable de explotación, donde únicamente hay reconfiguraciones en caso de emergencia como puede ser una falta, una sobrecarga, etc. Si existen equipos de seccionamiento instalados en el alimentador, en algunos casos se puede aislar la falta, y alimentar algunas demandas interrumpidas a través de conexiones normalmente abiertas. Por ello, estas conexiones normalmente abiertas se denominan alimentaciones alternativas (AA), llamándose alimentación principal a la cabecera del alimentador, es decir su conexión con la subestación.

Existe una gran variedad de redes de distribución radial, teniendo en cuenta su longitud, las demandas conectadas a ellas, su topología, etc. Pero pueden distinguirse ciertas características comunes en redes que sirven el mismo tipo de mercado: urbano, semiurbano y rural [PIE-132264 92, Billinton 96-c].

Las redes urbanas suelen caracterizarse por tener una alta densidad de carga, con lo que estas redes están muy malladas. Es decir, tienen muchas alimentaciones alternativas posibles. Se pueden utilizar criterios de diseño orientado a la fiabilidad como el propuesto en [Laternus 91] para redes rurales: se aconseja un diseño de las redes en U, con los dos extremos de la U conectados a la subestación, y una conexión normalmente abierta en la curva de la U. Esta configuración permite alimentar todas las demandas de los dos alimentadores, una vez aislado el tramo con falta. En [Allan 91] y [Billinton 96-c] se proponen ejemplos de redes urbanas con esta estructura, ampliando el sistema eléctrico de potencia propuesto en [Billinton 89-b]. Otra característica de las redes urbanas es que suelen estar compuestas por tramos subterráneos. Por otro lado, los CT suelen estar conectados en serie. Es decir, se inserta el CT en la línea troncal con un seccionador a cada lado, en vez de estar en derivación. En la figura 5.2 se presenta un ejemplo tipo de red urbana.

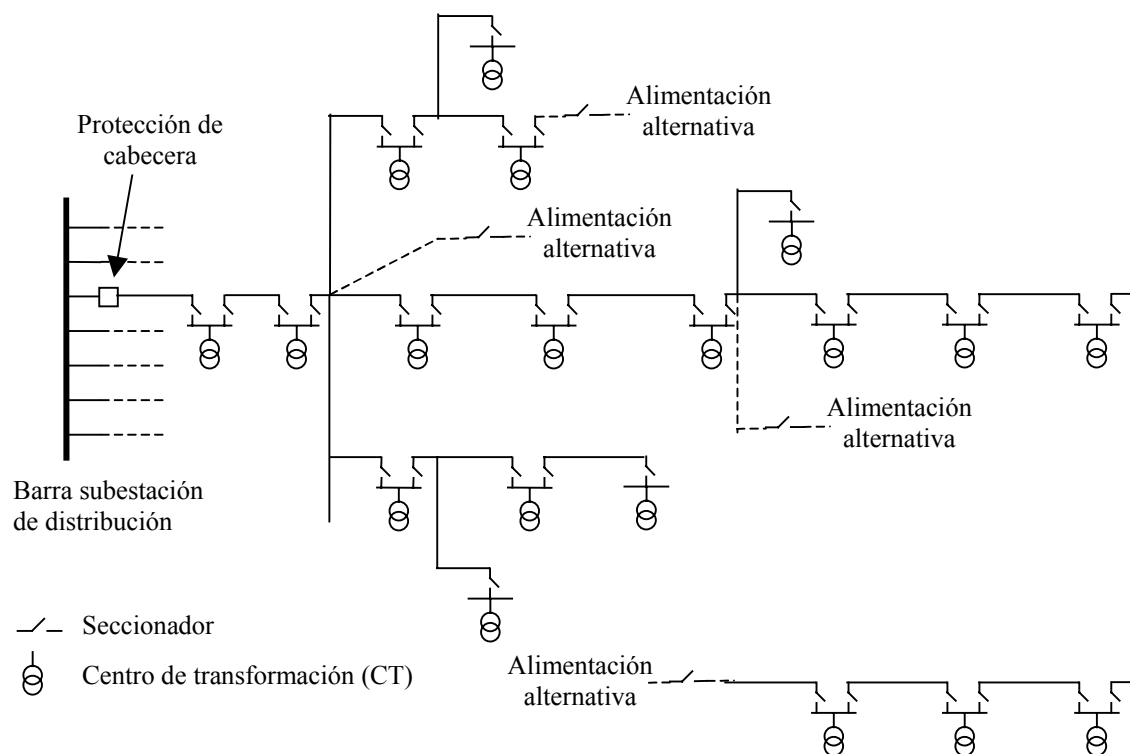


Figura 5.2 Ejemplo de red de distribución radial urbana.

Las redes rurales son bastante distintas. Al servir amplias zonas poco habitadas, prácticamente no hay alimentaciones alternativas. La red también está estructurada de forma distinta. Hay una línea troncal, de

la cual van saliendo ramas laterales de las cuales cuelgan a su vez en derivación las demandas, en forma de racimos. Además estas redes suelen ser aéreas y de gran tamaño, lo que hace que se vean mucho más afectadas por factores externos, como animales o la climatología adversa. Como ya se ha comentado, los CT están en derivación, normalmente con un seccionador que lo separa de la red para poder aislarlo en caso de fallar el CT. En la figura 5.3 se presenta un ejemplo tipo de red rural.

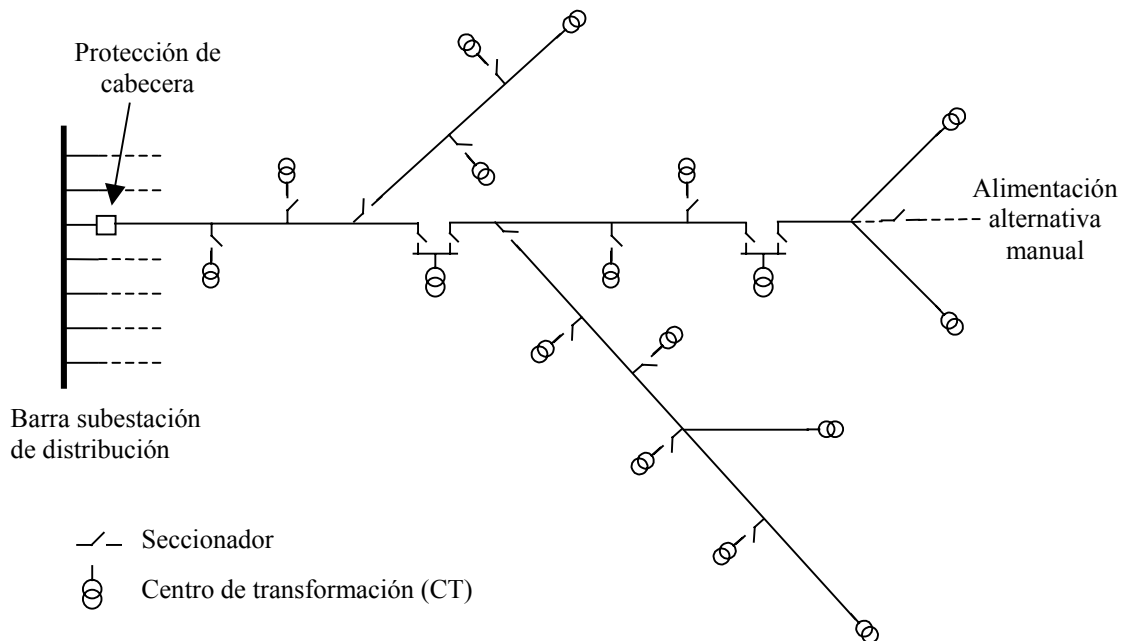


Figura 5.3 Ejemplo de red de distribución radial rural.

Las redes semiurbanas están a medio camino entre las dos. Pueden tener parte de la red en subterráneo y parte en aéreo, con los dos tipos de CT antes descritos: en serie o en derivación. Esto obedece a que suele servir al mismo tiempo zonas con alta densidad de cargas, y otras con mucha menos densidad. Además, en estas zonas suelen encontrarse industrias o grandes clientes. En [PIE-132264 92] se las llama redes de tipo industrial. En la figura 5.4 se presenta un ejemplo tipo de red semiurbana.

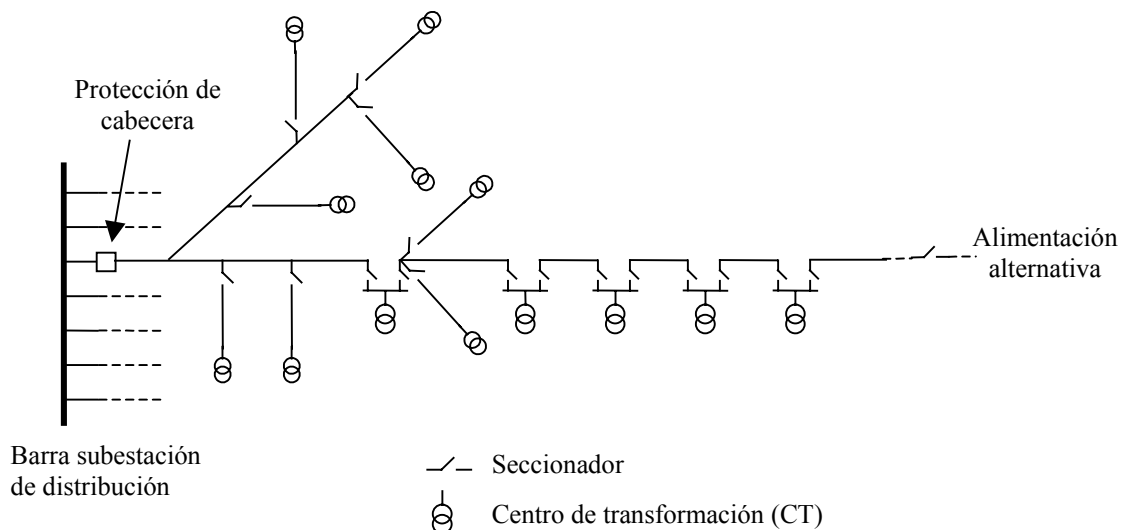


Figura 5.4 Ejemplo de red de distribución radial semiurbana o de tipo industrial.

2.2.3. Análisis de la explotación de la red

Ya se han visto los elementos básicos que componen una red de distribución, así como la estructura. Este apartado quiere revisar los aspectos de la explotación que pueden influir en la fiabilidad de la red de distribución.

El hecho de que las redes se exploten radialmente, y con un único punto de suministro tiene una consecuencia directa en la fiabilidad de cualquier punto de suministro. Si algún elemento de la red falla, la protección de cabecera abrirá. En cuanto la protección abra, todas las cargas del alimentador se verán interrumpidas. Esto quiere decir que el fallo de cualquier elemento de la red de distribución provoca un fallo en todas las cargas del mismo. Dicho de otro modo, todos los elementos del alimentador están en serie desde el punto de vista de fiabilidad, aunque se encuentren aguas abajo del punto de suministro analizado, o incluso en otra rama distinta del alimentador.

Esta situación se puede paliar con la instalación de equipos de señalización y seccionamiento como se detallará más adelante en este capítulo. El caso más sencillo es de un seccionador instalado aguas arriba del tramo averiado. Una vez localizada la falta, basta con abrir ese seccionador para poder alimentar las demandas aguas arriba del seccionador. Es una forma de deshacer el sistema serie que afectaba a unas cuantas demandas.

Otra forma de poder realimentar parte de la demanda interrumpida es hacer uso de las alimentaciones alternativas. De la misma forma que antes, si se tiene un seccionador aguas debajo de la falta, y existe una conexión alternativa aguas abajo del seccionador, se puede abrir éste, y realimentar esa zona cerrando la conexión normalmente abierta. Estas operaciones tienen sin embargo ciertos límites debido a la operación de las redes de distribución. Primero, existen unos límites al flujo de energía que puede circular por las líneas. Esto hace que en algunos casos, a pesar de tener una conexión alternativa, no se pueda alimentar a las demandas alternativas o parte de ellas debido al límite de capacidad de las líneas. Otra limitación de las reconfiguraciones de emergencia vienen dadas por el límite de la caída de tensión, que está muy ligado al flujo de energía que circula por las líneas. Este aspecto de la calidad de la onda impone unos límites a la cantidad de demanda que se puede realimentar desde una conexión alternativa.

Para poder determinar estos límites, es necesario correr un flujo de cargas que determinen los flujos que circulan por las líneas y las caídas de tensión que aparecen en los distintos puntos de suministro. En [Carrillo 95-a] se propone un método rápido y sencillo basado en el de Gauss-Seidel topológicamente orientado. El flujo de cargas cobra importancia en el caso de querer tener en cuenta con todo detalle la generación dispersa [Quiles 97].

2.3. Índices básicos de continuidad

Hasta ahora se ha revisado la estructura de la red de distribución, sus elementos y las características de la explotación que pueden influir en la fiabilidad del sistema. En este apartado, antes de adentrarse en el análisis de la fiabilidad propiamente dicho, se quiere recordar los aspectos de la calidad que se quieren estudiar.

Todo este análisis está orientado a proporcionar información sobre el nivel de continuidad del suministro en los distintos puntos de suministro que tiene la red de distribución. Es decir la continuidad del suministro que tienen cada uno de los CT de las redes analizadas. Los datos concretos que se quieren obtener para cada CT son:

- Tiempo de indisponibilidad. Es el tiempo total durante el cual no ha habido suministro de energía eléctrica en el CT considerado durante un periodo concreto. Suele darse en horas por año.
- Número de interrupciones. Es el número de veces que se ha interrumpido el suministro en el CT considerado. Suele darse en número de interrupciones por año.

- Duración de cada interrupción en el CT considerado. Cada interrupción tendrá una duración concreta. Si se quiere la duración media de todas las interrupciones, este dato se deduce de los dos anteriores. Suele darse en minutos por interrupción.

Son los índices individuales de continuidad del suministro, referidos a cada CT en vez de a cada cliente. Una vez que se tienen estos datos para todos los CT de la red de distribución, se pueden calcular sin problemas todos los demás índices de sistema referidos a la red entera, tales como el TIEPI, NIEPI, etc.

3. Distribución y fiabilidad

Existen muchos métodos de evaluación de la fiabilidad de los sistemas de ingeniería [Billinton 92]. Estos métodos son instrumentos matemáticos que debe utilizar el ingeniero para analizar la fiabilidad de un sistema en concreto. Para poder aplicar estos métodos, es imprescindible el conocimiento del sistema a analizar. En el apartado anterior se ha descrito la estructura y el funcionamiento de las redes de distribución radiales, así como los datos que se quieren obtener. En este apartado se revisan los métodos de evaluación de la fiabilidad relacionados con la distribución [Billinton 84], se hace una revisión bibliográfica y se presenta el método elegido como el más adecuado para resolver el problema propuesto.

3.1. Tipos de análisis de fiabilidad

Los análisis de fiabilidad pueden tener dos finalidades: analizar el comportamiento de un sistema en el pasado, o realizar predicciones sobre el comportamiento del sistema en el futuro. Los primeros se denominan análisis histórico de la fiabilidad y los segundos análisis predictivos de la fiabilidad.

Los análisis históricos son realizados por la práctica totalidad de las compañías eléctricas. Estos análisis son importantes, ya que aportan los siguientes datos: permiten monitorizar el nivel de fiabilidad del sistema, con la identificación de posibles zonas con problemas que deban ser corregidos; permiten establecer tendencias en cuanto a la fiabilidad del sistema a lo largo del tiempo, así como analizar el impacto de posibles cambios de la operación del sistema o inversiones en mejora de la fiabilidad; permiten establecer niveles de fiabilidad que sirvan de referencia para los resultados obtenidos de los análisis predictivos para el futuro, así como verificar la bondad de las predicciones realizadas en el pasado para el periodo en cuestión; y por último, los datos históricos de fiabilidad obtenidos de estos análisis son esenciales para poder realizar análisis predictivos.

Los análisis predictivos intentan cuantificar el nivel de fiabilidad que se espera obtener de un sistema en el futuro, basándose en los niveles históricos obtenidos hasta el momento y el conocimiento del funcionamiento del sistema analizado. Estos métodos permiten por tanto predecir el comportamiento del sistema en el futuro. También se pueden utilizar para predecir el comportamiento del sistema frente a cambios en su explotación o diseño, o frente a acciones de mejora de la fiabilidad que se quieran implantar. De esta forma se puede estudiar la relación coste/beneficio existente entre diversas opciones de inversión y acciones de mejora.

Dentro de los análisis predictivos, existen una amplia variedad de métodos utilizables. Una primera distinción puede hacerse entre los métodos deterministas y los probabilistas. Los primeros se han utilizado mucho y se siguen utilizando en fiabilidad aplicada en el HLII. Un ejemplo de estos métodos es la aplicación del criterio N-1, o incluso N-2 en la explotación del sistema de generación y transporte. Este criterio se basa en que el sistema debe ser capaz de seguir funcionando correctamente en caso de que falle un elemento cualquiera del mismo (N-1) o dos elementos (N-2). Para ello se enumeran las contingencias o fallos que pueden ocurrir en el sistema (fallos de una línea, en un generador, etc.) y se estudia si el sistema puede seguir funcionando en esas condiciones. Pero estos métodos no tienen en cuenta la

probabilidad de cada una de las contingencias, ni puede tener en cuenta todas ellas (al ser un método enumerativo, es necesario hacer una selección previa). Es decir, que los resultados de un análisis de este tipo pueden llevar a operar el sistema en un punto con un coste adicional importante para poder cubrir la probabilidad de que un evento muy poco probable ocurra. En cambio, es posible no estar protegido frente a otros problemas más probables del tipo fallos simultáneos, etc.

Los métodos probabilistas tienen en cuenta la aleatoriedad natural de los fallos del sistema. La única forma de tener en cuenta la estocasticidad inherente a todo problema de fiabilidad es utilizar métodos probabilistas. La teoría de la probabilidad es una herramienta extremadamente útil para poder analizar el comportamiento futuro de un sistema, si se conoce su funcionamiento interno y se tienen datos históricos de la fiabilidad de sus componentes.

Dentro de los métodos predictivos probabilistas, existen dos grandes grupos a su vez: los métodos analíticos y los de simulación aleatoria o de Monte Carlo. Los primeros utilizan un modelo matemático del sistema y de su funcionamiento para poder predecir la fiabilidad del mismo utilizando variables aleatorias. Su ventaja es que suelen rápidos y su inconveniente es que no permiten deducir la distribución de probabilidad de los datos obtenidos. Suelen trabajar con valores medios de las variables aleatorias. Los métodos de simulación simulan el sistema durante largos periodos de tiempo, introduciendo fallos que obedecen a las distribuciones de probabilidad que se le conoce. El cálculo de los índices de fiabilidad es directo a partir de los resultados de la simulación, de la misma forma que los índices históricos. La ventaja de estos métodos es que permiten obtener las distribuciones de probabilidad de los índices de fiabilidad estudiados, pero a cambio tienen un alto coste computacional.

Del análisis de las ventajas e inconvenientes de los distintos métodos aquí presentados, se ha considerado el método predictivo probabilista analítico como el más adecuado para estudiar la fiabilidad de las redes de distribución radiales, y estudiar el impacto de las inversiones de las Distribuidoras en mejora de la calidad. Este método permite predecir la fiabilidad futura del sistema mediante un método rápido y de poco coste computacional que permitirá realizar numerosos estudios comparativos entre inversiones y de coste/beneficio de las mismas. Las bases teóricas del método elegido se presentan en el resto de este apartado y del capítulo.

3.2. Índices básicos de fiabilidad

En el apartado anterior, se describió la red de distribución y los índices de continuidad del suministro que se buscaba calcular. En este subapartado se relacionan esos índices con los índices que se manejan en un estudio de fiabilidad probabilista.

Primero es necesario aclarar el término de fiabilidad. En [Billinton 92, Bagoswky 61], se describe la fiabilidad de un sistema cualquiera como la probabilidad de que cumpla su misión adecuadamente durante un periodo de tiempo determinado y en las condiciones en las que se encuentre. Esta definición está orientada a los sistemas que deben cumplir una misión específica durante un periodo de tiempo acotado. Por ejemplo, un avión debe volar hasta llegar a su destino. En cuanto ocurra un fallo, la misión no se ha cumplido. Es decir, la fiabilidad del avión depende de la probabilidad de que ocurra el primer fallo.

Existen otros sistemas, concretamente los sistemas eléctricos de potencia, que su misión no está acotada en el tiempo, sino que es continua. Estos sistemas pueden fallar y repararse para seguir cumpliendo su misión. La definición de fiabilidad dada anteriormente no es válida para este tipo de sistemas, que presentan una tolerancia al fallo. Para estos sistemas, suele utilizarse el término de disponibilidad (*availability*) más que el de fiabilidad. La disponibilidad según [Billinton 92] es la probabilidad de encontrar el sistema funcionando en un instante dado.

Las redes de distribución radiales son sistemas cuya funcionamiento es continuo, que falla cada cierto tiempo y que es reparable. Estos atributos dan lugar a una serie de índices de fiabilidad probabilísticos relacionados con los índices de continuidad que se quieren calcular:

- Indisponibilidad: U (*Unavailability*).
De la misma forma que se ha definido la disponibilidad, se define la indisponibilidad como la probabilidad de encontrar el sistema averiado en un instante dado. Esta probabilidad puede

interpretarse como la parte de tiempo sobre un periodo concreto que el sistema estará indisponible. Si se toman unidades distintas para describir la parte de tiempo durante el cual se está indisponible, y el periodo sobre el que se calcula, se puede obtener un índice en por ejemplo horas al año, que equivale al Tiempo de indisponibilidad de los índices de continuidad.

- Tasa de fallos: λ .
La tasa de fallos puede definirse como el número de equipos que fallan durante un periodo de tiempo concreto dividido por el número de equipos expuestos al fallo [Billinton 92]. Puede interpretarse como la tasa de transición del estado “en funcionamiento” al estado “averiado”. En el caso de tasas de fallo constantes, la inversa de la tasa de fallos es el tiempo medio transcurrido hasta un fallo a partir del momento en que se pone en funcionamiento el sistema. Este tiempo medio suele anotarse como MTTF (*Mean Time To Failure*) en la literatura anglosajona [Billinton 92]. En sistemas donde la indisponibilidad es muy pequeña, se puede aproximar la tasa de fallos al número de fallos del sistema en el periodo considerado. Esta aseveración es válida para los sistemas de distribución, por lo que la tasa de fallos del sistema se tomará como aproximación del número de interrupciones del sistema (estos conceptos son discutidos en detalle más adelante).
- Tiempo de reparación: r .
De la misma forma que se ha definido el MTTF, se puede definir el MTTR (*Mean Time To Repair*) como el valor medio del tiempo de reparación de los fallos del sistema. El tiempo de reparación es equivalente al índice de continuidad duración de cada interrupción.

Al ser estos índices variables aleatorias, los valores normalmente dados para los mismos son en realidad valores medios esperados. Las predicciones que se hacen de estos valores se basan en gran medida en los valores históricos de los índices de fiabilidad de los componentes del sistema. Es importante por tanto a la hora del análisis de fiabilidad no sólo el método de evaluación de la fiabilidad utilizado, sino también en gran medida la fiabilidad de los datos de partida. La escasez de datos fiables de fiabilidad es uno de los principales problemas de estos estudios, como se comentará más adelante.

Estas circunstancias hacen aconsejable utilizar estas técnicas para realizar estudios comparativos de fiabilidad, donde los errores de simplificaciones del modelo utilizado y las desviaciones de los datos de partida no tienen tanta importancia. Es muy difícil establecer criterios absolutos de fiabilidad teniendo en cuenta las limitaciones actuales. En el problema que intenta resolver esta tesis, es suficiente con poder establecer criterios comparativos puesto que lo que se persigue es poder comparar distintas alternativas de inversiones en mejora de la calidad.

3.3. Revisión bibliográfica

En este subapartado, se hace una revisión bibliográfica de la evolución del análisis de fiabilidad de las redes de distribución, es decir del análisis de fiabilidad en el HLIII. En [Allan 94-b] está recogida parte de la misma.

El método más usual de análisis de los sistemas de distribución radiales son los métodos analíticos basados en el estudio de cada interrupción y su impacto en el sistema mediante las técnicas de sistemas serie y paralelo. Únicamente en el caso de querer determinar las distribuciones de probabilidad de los índices se han utilizado técnicas de simulación.

Las primeras aportaciones importantes en cuanto a análisis probabilistas empezaron con [Gaver 64] y [Todd 64]. En ellos se empezaba a calcular las tasas de fallo y las duraciones de las interrupciones. En [Billinton 68] se empiezan a aplicar técnicas de Markov. La consideración del efecto de las condiciones meteorológicas, del mantenimiento y de las sobrecargas son incorporadas en [Billinton 75-a] y [Billinton 75-b]. En [Endrenyi 71] se formaliza el análisis de los sistemas con acciones de seccionamiento y aislamiento de los tramos con falta, extendiéndose en [Allan 76]. En [Allan 79-a] y [Allan 79-b], se introducen los conceptos de conjuntos de corte mínimos y modos de fallo común, así como la incorporación de las alimentaciones alternativas y reconfiguraciones. [Billinton 84] recoge las técnicas más utilizadas hasta ese momento.

Todos estos desarrollos han dado lugar a varias corrientes de estudio en la actualidad. La corriente más fuerte y sobre la que más se ha publicado es el análisis de los modos de fallo que afectan a cada

punto de suministro para calcular las tasas de fallo y su tiempo de indisponibilidad. Estos métodos se vienen denominando en la literatura anglosajona FMEA (*Failure Modes and Effect Analysis*) y se pueden utilizar técnicas de conjuntos mínimos de corte (*minimal cut sets*). Ejemplos de estos desarrollos son [Dialynas 89], [Mäkinen] y [Kjølle 92]. Este último analiza los fallos no desde cada punto de suministro, sino analiza y acumula en los índices de cada punto de suministro los fallos de cada componente de la red. En [Billinton 98] se propone un método para mejorar el coste computacional de este método.

Otra corriente de estudio son los métodos de simulación estocástica, o métodos de Monte Carlo. A pesar de que se ha desarrollado menos que la anterior, el avance tecnológico en potencia de cálculo de los ordenadores hace que su principal inconveniente sea cada vez menos importante. En [Allan 94-a] se utilizan estos métodos para analizar la fiabilidad de redes malladas, y obtener las distribuciones de probabilidad. En [Bollen 93] se desarrolla un método basado en la simulación que tienen en cuenta el envejecimiento de los equipos, las acciones de mantenimiento y analiza otras perturbaciones tales como huecos. En [Liang 97] se defiende la eficacia de la simulación frente a los métodos analíticos.

Pero no sólo se está intentando desarrollar métodos de simulación como alternativa al método analítico FMEA. También hay nuevos desarrollos que intentan tener en cuenta más aspectos relacionados con la fiabilidad mediante métodos analíticos evolucionados. [Asgarpoor 97] propone tener en cuenta el envejecimiento de los equipos mediante conversión de procesos no-Markovianos a procesos Markovianos. Se basa en el método denominado “*device-of-stages*” [Singh 77]. [Brown 96] desarrolla una extensión de los sistemas de Markov, que denomina Modelos de Markov Jerárquicos (HMM, *Hierarchical Markov Modelling*). Este modelo tiene en cuenta el efecto de todo tipo de equipos de protección y seccionamiento, incluyendo el mal funcionamiento de estos, aunque no modela equipos de señalización. En [Brown 97-b] amplía el modelo para calcular índices de interrupciones breves y el efecto de las tormentas. [Quiles 97] desarrolla un modelo basado también en Markov que tiene en cuenta el efecto de la generación dispersa. [Levitin 96] propone un modelo totalmente distinto. Propone estimar la fiabilidad de las redes de distribución basándose en parámetros tales como superficie cubierta por el alimentador, densidad de cargas en la misma, etc. No hace ningún tipo de análisis de fallos, sino sencillamente hace un análisis estadístico de los parámetros globales de las redes de distribución para estimar los índices de fiabilidad, así como las mejoras que podrían aportar los equipos de protección. Este método no permite analizar la calidad en un punto de suministro concreto, pero puede ser muy útil desde el punto de vista de determinar la calidad esperada de un sistema cualquier sin bajar al detalle de su configuración.

Sin ser propiamente dicho métodos de evaluación de la fiabilidad, también se están estudiando aspectos relacionados con la misma. En [Chow 96] y [Rigler 97] se analiza el tiempo de reparación y lo que afecta a su duración. Estos estudios son muy interesantes, ya que este tiempo es el que determina el valor de los índices TIEPI, ENS, etc. y por supuesto el coste de cada interrupción. El enfoque propuesto en esta tesis también hace un estudio del tiempo de reparación, que se recoge en futuros apartados de este mismo capítulo. Por otro lado, uno de los aspectos más problemáticos de todos los estudios de fiabilidad es la disponibilidad de datos fiables sobre los fallos de los componentes del sistema. En [Brown 98] se propone un método para calcular y validar datos de fiabilidad de los componentes del sistema basándose en los registros históricos de los índices de sistema de los alimentadores.

La investigación sobre métodos de evaluación de la fiabilidad está muy activa en los últimos años. Según [Billinton 97], los nuevos entornos regulativos y las necesidades de calidad de las sociedades avanzadas incentivan el desarrollo y la aplicación de técnicas que permitan reducir costes de inversión al mismo tiempo que se mejora la calidad del servicio. Esto únicamente se consigue con técnicas probabilistas de estimación de riesgo y predicción de la fiabilidad. Estas técnicas hasta ahora se utilizaban únicamente en estudios de diseño y planificación, pero los nuevos entornos van a provocar la necesidad de aplicar estos criterios a la explotación de los sistemas. El hecho de que la mayoría de las interrupciones tengan su origen en las redes de distribución está despertando el interés de muchas Distribuidoras en este tipo de técnicas para poder aplicarlas, no sólo al diseño y planificación de sus redes, sino también a la explotación del mismo.

3.4. Método de evaluación elegido

Existen numerosas técnicas de evaluación de la fiabilidad en la literatura técnica. Era necesario elegir alguna técnica de poca carga computacional, con la que se pudiese plantear realizar numerosas pruebas comparativas entre distintas acciones de mejora. Además, debía ser capaz de representar las acciones de mejora más importantes.

Se considera la técnica FMEA, o técnica de estudio de los modos de fallo del sistema y análisis de los efectos, como la más adecuada, con las oportunas modificaciones que se detallan en los siguientes apartados. Esta técnica se basa en la teoría de los procesos continuos de Markov, aplicando técnicas aproximadas de duración y frecuencia y utilizando la teoría de los sistemas serie [Billinton 92]. A continuación se explica brevemente la base teórica de esta técnica.

3.4.1. Procesos continuos de Markov

Los procesos continuos de Markov se utilizan para describir sistemas con un número finito y discreto de estados en los que se puede encontrar, y que están funcionando en un espacio continuo del tiempo [Billinton 92]. Un sistema de distribución cumple estas características, ya que está funcionando continuamente en el tiempo, y se pueden modelar dos estados del mismo: en funcionamiento, o estado disponible y averiado o estado indisponible. Entre los diversos estados que puede tener el sistema, se definen unas tasas de transición. En el caso del sistema de distribución, las tasas de transición de un estado a otro son: λ , tasa de fallos del sistema; μ , tasa de reparación del sistema. En la figura 5.5 está representado un proceso continuo de Markov con dos estados, disponible e indisponible, y dos tasas de transición λ y μ . Estas dos tasas se definen como sigue:

$$\lambda = \frac{\text{n}^\circ \text{ de fallos del sistema durante el periodo considerado}}{\text{Tiempo total durante el cual el sistema estaba expuesto al fallo}} \quad (5.1)$$

$$\mu = \frac{\text{n}^\circ \text{ de reparaciones del sistema durante el periodo considerado}}{\text{Tiempo total durante el cual el sistema estaba siendo reparado}} \quad (5.2)$$

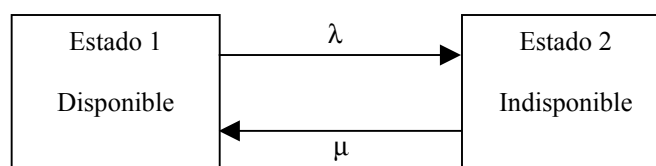


Figura 5.5 Proceso continuo de Markov de un sistema con dos estados.

Si además las tasas de transición entre estados son constantes con el tiempo, se denomina un proceso estático de Markov. El que las tasas de transición entre estados sea constante quiere decir que la probabilidad de que el sistema pase de un estado a otro es independiente del tiempo que lleva en un estado. En el caso del sistema con estados de disponibilidad e indisponibilidad, quiere decir que la probabilidad de que el sistema falle o sea reparado es la misma independientemente del tiempo que lleve funcionando o que lleve estropeado. Esta suposición es válida si el sistema se encuentra en el periodo de vida útil del mismo. Es habitual que los sistemas tengan una tasa de fallos con respecto al tiempo del tipo bañera (ver figura 5.6). En los primeros momentos de la vida del sistema, existe lo que se llama la mortalidad infantil, o los fallos precoces del sistema, que obedecen a fallos de fabricación del mismo. Una vez superado ese periodo, el sistema entra en el periodo de vida útil, donde los fallos aparecen de forma aleatoria, y corresponden a una tasa de fallos constante. Al final de su vida, el sistema entra en la fase de envejecimiento, donde los fallos se multiplican y la tasa de fallos crece. Es por tanto aceptable considerar en un sistema de distribución que sus componentes estén en el periodo de vida útil, sobre todo teniendo en cuenta la larga duración de la vida de los mismos.

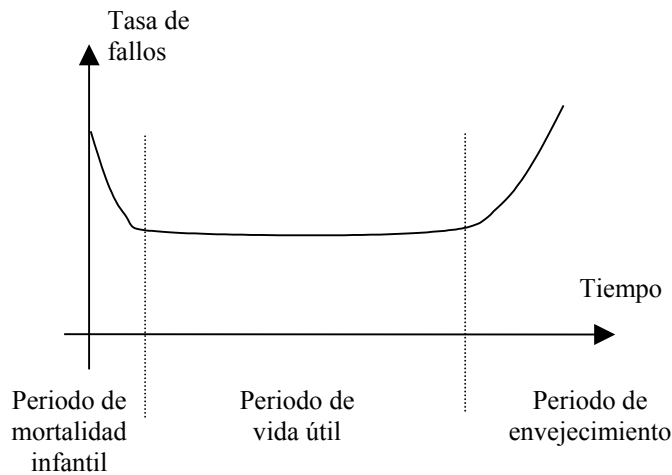


Figura 5.6 Tasa de fallos de un componente durante su vida útil.

Si las tasas de transición son constantes, las funciones de densidad de la probabilidad de los estados de disponibilidad e indisponibilidad del sistema obedecen a una distribución exponencial negativa:

$$f_1(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (5.3)$$

$$f_2(t) = \mu e^{-\mu t} \quad (5.4)$$

donde t indica el tiempo transcurrido desde el instante inicial. Con funciones de densidad, las probabilidades de encontrar el sistema en un estado u otro en un instante dado:

$$P_1(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (5.5)$$

$$P_2(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (5.6)$$

donde t es el tiempo y el sistema estaba en estado disponible en el instante inicial. Para t igual a infinito o, dicho de otro modo, las probabilidades límite de los dos estados (estado estacionario) son iguales a:

$$P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (5.7)$$

$$P_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (5.8)$$

P_1 y P_2 son las probabilidades estacionarias de encontrar el sistema en estado disponible e indisponible respectivamente, y suelen llamarse disponibilidad (*availability*) e indisponibilidad (*unavailability*) del sistema. En el caso de las distribuciones exponenciales negativas, el tiempo medio hasta el fallo o MTTF es la inversa de la tasa de fallos, y el tiempo medio de reparación o MTTR es la inversa de la tasa de reparación:

$$\text{MTTF} = m = \frac{1}{\lambda} \quad (5.9)$$

$$\text{MTTR} = r = \frac{1}{\mu} \quad (5.10)$$

Si se reemplazan estos valores en las ecuaciones (5.7) y (5.8), se obtienen las siguientes expresiones para la disponibilidad y la indisponibilidad:

$$P_1 = \frac{m}{m+r} \quad (5.11)$$

$$P_2 = \frac{r}{m+r} \quad (5.12)$$

La disponibilidad es igual al tiempo que está disponible normalizado dividido por el tiempo total del periodo. Si los dos tiempos están expresados en las mismas unidades, será una probabilidad. Si se utilizan distintas unidades, se pueden obtener unidades tales como horas/año, muy habituales para definir la disponibilidad, y sobre todo la indisponibilidad.

3.4.2. Sistemas serie

Hasta ahora se ha hablado de un sistema que sigue un proceso continuo de Markov. Pero el sistema de distribución está compuesto por unos elementos que están en serie desde el punto de vista de la fiabilidad como ya se ha visto en apartados anteriores. Es decir, todos los elementos deben estar en estado disponible para que el sistema también lo esté. Lo que se busca es conseguir representar el conjunto de los elementos que componen el sistema por un único sistema con sus dos estados y sus tasas de transición de un estado a otro (figura 5.7). Esto se consigue aplicando las técnicas de los sistemas serie de fiabilidad [Billinton 92]. Para poder aplicar estas técnicas, los componentes deben ser independientes, lo que quiere decir que no puede haber modos de fallo común.

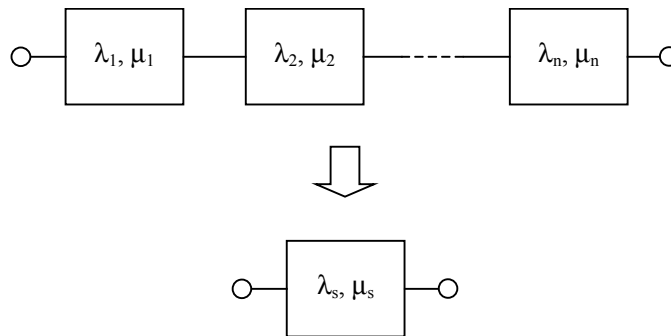


Figura 5.7 Sistema serie de n componentes.

En el caso de un sistema **s** compuesto por dos componentes **a** y **b**, la probabilidad de que el sistema esté disponible es el producto de las probabilidades de que estén disponibles cada componente:

$$P_1^s = P_1^a \times P_1^b \quad (5.13)$$

Reemplazando en esta ecuación las expresiones de las ecuaciones (5.7) y (5.8), se obtiene que la probabilidad de estar disponible del sistema es igual a:

$$P_1^s = \frac{\mu_s}{(\lambda_s + \mu_s)} = \frac{\mu_a \mu_b}{(\lambda_a + \mu_a)(\lambda_b + \mu_b)} \quad (5.14)$$

y teniendo en cuenta que la tasa de fallos del sistema es la suma de la de dos componentes (si falla cualquiera de ellos, el sistema falla)

$$\lambda_s = \lambda_a + \lambda_b \quad (5.15)$$

entonces se obtiene que la tasa de reparación del sistema es igual a:

$$\mu_s = \frac{\mu_a \mu_b (\lambda_a + \lambda_b)}{\lambda_a \mu_b + \lambda_b \mu_a + \lambda_a \lambda_b} \quad (5.16)$$

De esta ecuación y de la ecuación (5.10), se deduce que el tiempo de reparación del sistema es igual a:

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{r_a \lambda_a + r_b \lambda_b + r_a r_b \lambda_a \lambda_b}{\lambda_s} \quad (5.17)$$

En los sistemas de distribución, la tasa de fallos de los componentes es muy baja, y el tiempo de reparación es muy corto respecto al tiempo de funcionamiento correcto. Por tanto se puede considerar que

$$r_a r_b \lambda_a \lambda_b \ll r_a \lambda_a \quad ; \quad r_a r_b \lambda_a \lambda_b \ll r_b \lambda_b \quad (5.18)$$

y el tiempo de reparación queda expresado como sigue:

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{r_a \lambda_a + r_b \lambda_b}{\lambda_s} \quad (5.19)$$

Si se considera que, una vez fallado un componente, el resto de los componentes no pueden fallar, esta expresión es exacta. En los sistemas de distribución, se aproxima a la realidad, puesto que cuando un elemento falla, el sistema no funciona y el resto no está expuesto al fallo. Estas ecuaciones se han deducido de un sistema de dos componentes, pero la extensión a un sistema de n componentes es inmediata. Las expresiones de la tasa de fallos y del tiempo de reparación quedan como sigue:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (5.20)$$

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (5.21)$$

A estos índices, se les aplica las técnicas aproximadas de duración y frecuencia [Billinton 92]. Para ello se define el tiempo medio transcurrido entre dos fallos o MTBF, (*Mean Time Between Failures*). Este tiempo es igual a la suma del tiempo medio de reparación r_s del sistema o MTTR y del tiempo medio de funcionamiento m_s o MTTF. La inversa del MTBF es igual a la frecuencia f_s de ocurrencia de los fallos. En los sistemas de distribución, f_s es por tanto igual al número de interrupciones:

$$\text{MTBF} = r_s + m_s = \frac{1}{f_s} \quad (5.22)$$

Si el MTTR es muy inferior al MTTF, entonces el MTBF es prácticamente igual al MTTF. Eso quiere decir que la tasa de fallos del sistema es equivalente a la frecuencia de fallos del sistema. Es decir la tasa de fallos es el número de interrupciones:

$$\frac{1}{f_s} = \text{MTBF} \approx \text{MTTF} = \frac{1}{\lambda_s} \quad f_s \approx \lambda_s \quad (5.23)$$

La indisponibilidad U (*unavailability*) del sistema es igual al producto de la frecuencia de fallo por el tiempo de reparación. Se puede por tanto aproximar por el producto de la tasa de fallos por el tiempo medio de reparación:

$$U_s = f_s r_s \approx \lambda_s r_s \quad (5.24)$$

Los tres índices básicos de fiabilidad del sistema de distribución eléctrica en función de los índices básicos de fiabilidad de sus componentes queda por tanto como sigue:

$$f_s \approx \lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (5.25)$$

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (5.26)$$

$$U_s \approx \lambda_s r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (5.27)$$

Estas ecuaciones son sencillas de aplicar y de calcular para un sistema de distribución en el que todos sus elementos están en serie desde el punto de vista de fiabilidad. Pero en cuanto se coloquen equipos señalizadores o de seccionamiento, estas ecuaciones no se pueden aplicar directamente. Si se realimenta parcialmente el alimentador, algunos puntos de suministro se verán afectados únicamente por parte del tiempo de reparación de la avería. En la tesis se propone un método original para tener en cuenta todos los efectos posibles de cualquier equipo de señalización o seccionamiento, y que se presenta a continuación.

4. Análisis de fiabilidad considerando subindisponibilidades

En los apartados anteriores de este capítulo, se ha presentado la red de distribución y el método de evaluación de la fiabilidad considerado como el más adecuado para resolver el problema propuesto. El método elegido está basado en los procesos continuos de Markov, con técnicas aproximadas de duración frecuencia y formulación clásica de los sistemas serie. Se ha explicado que todos los elementos de un mismo alimentador, al tener una única fuente de alimentación, estaban en serie desde el punto de fiabilidad. La aplicación de la formulación propuesta sería por tanto directa e inmediata.

Cualquier método matemático de evaluación de la fiabilidad necesita del conocimiento ingenieril del funcionamiento del sistema estudiado para poder aplicarlo. En el caso de los sistemas de distribución, esta formulación sencilla se complica en cuanto se quieren tener en cuenta más parámetros o, sencillamente, incluir dentro de los elementos de la red de distribución cualquier equipo de señalización de faltas o de seccionamiento de tramos, base de la mejora de calidad. Entre estos equipos se encuentran los seccionadores de los cuales siempre se instalan unos cuantos en cualquier alimentador. En ese caso, todos los elementos no se ven todos afectados de la misma forma por el tiempo de reparación del elemento averiado. Una vez localizado el tramo con falta, se puede proceder a su aislamiento mediante los seccionadores u otros equipos de seccionamiento instalado, y realimentar parte de las cargas interrumpidas.

Para poder tener en cuenta el efecto de estos equipos, se ha extendido la teoría clásica ya presentada proponiendo una división del tiempo de reparación en función de las distintas operaciones llevadas a cabo para reparar la avería y reponer el servicio: tiempo de localización de la falta, tiempo de aislamiento del tramo averiado, etc. Esta división intenta adaptar esta formulación clásica a la operación real de un sistema de distribución. En el siguiente subapartado, se presentan las distintas medidas de mejora a las que es sensible este método de evaluación propuesto. A continuación se presenta la división del tiempo de reparación, luego la formulación propuesta, y se acaba con un ejemplo de aplicación sencillo y didáctico.

4.1. Acciones de mejora de la calidad

La finalidad del desarrollo de un nuevo algoritmo de evaluación de la fiabilidad de las redes de distribución es que sea sensible a todas las acciones de mejora de la calidad posibles. Este algoritmo se utilizará para comparar el efecto de todas ellas, y poder llevar a cabo estudios de coste/beneficio de las distintas acciones. Es por tanto necesario detallar las acciones de mejora en las que se puede invertir e indicar cómo se modelan, o que efecto tienen en el modelo propuesto.

Las acciones de mejora de la calidad que se contemplan son acciones que deben intentar resolver el problema de fiabilidad. Se considera que el problema estructural, o de conexión de todas las cargas con una fuente de alimentación, está resuelto. Ése es un problema de planificación y está fuera del alcance de la presente tesis. Tampoco se consideran las acciones de inmunización que pueda llevar a cabo un cliente a título individual, ya que estas acciones no mejoran la calidad del sistema, aunque sí mejoran la respuesta del cliente a la falta de calidad. A continuación se propone una clasificación de los distintos tipos de acciones de mejora que se pueden realizar:

- 1) Mejora de la fiabilidad de los elementos que componen la red de distribución (mejores materiales, transformación de líneas aéreas en subterráneas, etc.)
- 2) Mallado de las redes de distribución (aumento de alimentaciones alternativas)
- 3) Ampliación del personal de operación y mantenimiento
- 4) Ampliación y mejora de los medios del personal de operación y mantenimiento
- 5) Instalación de equipos de señalización
- 6) Instalación de equipos de seccionamiento
- 7) Automatización de la red de distribución

La primera acción es muy general y está orientada a reducir la tasa de fallos de los elementos que componen la red, y por tanto a reducir el número de interrupciones: mejora la fiabilidad de los componentes, y por tanto del sistema. El resto de las acciones están orientadas en cambio a reducir el tiempo de indisponibilidad de las cargas afectadas por las interrupciones. La 2) es más bien una inversión de primera magnitud y suele decidirse durante la planificación. Se ha incluido aquí debido a su importancia desde el punto de vista de la fiabilidad. Las demás son las inversiones típicas en mejora de la calidad en redes ya construidas.

Los cuatro primeros tipos de acciones de mejora son fácilmente integrables en la formulación clásica, aunque el modelado de la 3) y la 4) pueda mejorar con la extensión que se propone a continuación. En cambio, las 5), 6) y 7) plantean ciertos problemas, y sobre ellos se centra la extensión de los algoritmos clásicos que realiza esta tesis. A continuación se presenta cada acción de mejora más en detalle y cómo influye en el tiempo de reparación y reposición del servicio.

Acción tipo 1)

Este tipo de acción consiste en instalar mejores componentes en la red. Cada tipo de línea tiene tasas de fallo distintas. La diferencia más importante está entre líneas aéreas y cables subterráneas. Normalmente suelen enterrarse las líneas en zonas de alta densidad, o por normas municipales que obligan a ello. Pero puede plantearse enterrar tramos de líneas por motivos de fiabilidad. Su tasa de fallos es mucho menor, y a pesar de su elevado coste puede ser rentable en tramos conflictivos, sobre todo al principio del alimentador: un fallo en la cabecera afecta a todo el alimentador. También se puede plantear cambiar otros componentes, como los soportes, los aisladores, el tipo de línea, o incluso el tipo de CT utilizado. Generalmente, este tipo de acción se hace poco debido a su elevado coste. Únicamente en casos muy puntuales con una problemática especial se toman medidas como ésta.

Modelado: Este tipo de acción se modela como una disminución de la tasa de fallo del o de los componentes reemplazados.

Acción tipo 2)

El mallado de las redes de distribución es una acción que suele diseñarse durante la planificación si se toman en consideración criterios de fiabilidad. Debido a su relevancia desde el punto de vista de fiabilidad, se incluye aquí de la misma forma que el tipo 1). En algunos casos puede plantearse

debido a la importante mejora en fiabilidad que se puede obtener.

Modelado: El modelado de esta mejora es de tipo topológico de la red. Se incluye un punto de Alimentación Alternativa (AA) donde se instale una nueva conexión normalmente abierta. Esta AA puede ser de conexión automática en caso de falta (AAA), o necesitar una operación manual (AAM). El tratamiento desde el punto de vista de fiabilidad se integra con la ampliación propuesta, y se explica en los siguientes subapartados.

Acción tipo 3)

La ampliación del personal de operación y mantenimiento permite reducir los tiempos de actuación en caso de falta. Habrá más personal disponible en cualquier momento para acudir a cualquier emergencia, sobre todo si hay varias simultáneas. El tiempo de búsqueda del tramo averiado se reduce si se puede dedicar más personal.

Modelado: Todo ello se puede modelar reduciendo el tiempo de reparación asignado a cada elemento. El hecho de que la reducción no sea lineal puede despreciarse si se acota el incremento de personal permitido: en el entorno inicial de personal, se puede linealizar la reducción de tiempo. Esta simplificación es bastante realista, ya que no es viable ni razonable hacer crecer indefinidamente el personal dedicado a mantenimiento. Si se utiliza la descomposición del tiempo de reparación como se propone a continuación en el subapartado 4.2, se pueden reducir la parte del tiempo de reparación en donde más influye.

Otro efecto menor de la ampliación de personal también puede ser la reducción de la tasa de fallos. Una parte del trabajo de mantenimiento no es sólo mantener los elementos de la red en su periodo de vida útil, sino evitar que elementos externos a la red puedan influir en su fiabilidad. Por ejemplo, el disponer de más personal puede permitir mantener limpios de ramas los pasillos de las líneas, etc. Este efecto no está tan claro como el anterior. Si se quiere tener en consideración, puede modelarse mediante una ligera reducción en la tasa de fallos de los componentes.

Acción tipo 4)

La ampliación y mejora de los medios del personal de operación y mantenimiento tiene exactamente el mismo efecto que el anterior. Si disponen de más medios, localizarán antes la falta, la repararán más rápido, etc.

Modelado: Se modela igual que la anterior.

Acción tipo 5)

Los equipos de señalización intentan incidir en el tiempo de búsqueda del tramo averiado. Estos equipos detectan las faltas ocurridas aguas abajo de su posición, y la señalizan mediante alguna señal: puede ser una luz local, una bandera, etc. De esta forma, el equipo que esté localizando la falta puede saber en qué zona del alimentador ha tenido lugar la falta.

Modelado: Se propone modelar el efecto de estos equipos en la reducción del tiempo de reparación dividiéndolo como se propone a continuación en el subapartado 4.2.

Acción tipo 6)

Los equipos de seccionamiento permiten aislar la parte del alimentador con falta, y de esta forma realimentar parte de las cargas. Esto reduce la duración de la interrupción para esas cargas, evitando tener que esperar a reparar el elemento averiado. Existen muchos tipos de equipos de seccionamiento. Los más corrientes son los seccionadores, equipos que permiten abrir el circuito manualmente cuando no hay tensión en la línea. También existen interruptores, que permiten abrir el circuito sobre una falta; seccionalizadores, que detectan una falta aguas abajo, y abren el circuito automáticamente de forma coordinada con la protección de cabecera; reconectores, que detectan faltas aguas abajo, despejan las faltas transitorias y abren en caso de faltas permanentes. En [Cachon 91, Marty 91, Shephard 91, Jackson 89, Klaus 89] se describen alguno de estos equipos y su modo de funcionamiento.

Modelado: Se propone modelar el efecto de todos estos equipos mediante la división adecuada del tiempo de reparación, igual que los equipos de señalización.

Acción tipo 7)

Todos los equipos ya descritos de señalización y seccionamiento pueden automatizarse y telemandarse. El paso de seccionadores manuales a seccionalizadores automáticos tiene un impacto importante en el tiempo de indisponibilidad. Telemandar todos los equipos instalados también consigue reducir considerablemente el tiempo de indisponibilidad, reduciendo el tiempo de búsqueda de la falta, permitiendo realimentar rápidamente partes importantes del alimentador. Existen muchas publicaciones en la literatura internacional sobre los beneficios de la automatización de las redes de distribución desde el punto de vista de fiabilidad y servicio al cliente: [Reason 95, Markushevich 94, Rahbek 94, Schaffer 94, Smith 94, Williams 94, Fraisse 93,

Gargiuli 93, Lehtonen 93, Kato 91, Laternus 91, Bornard 89].

Modelado: También se propone modelar el efecto de la automatización mediante la división del tiempo de reparación.

De los siete tipos de mejora propuestos, únicamente los 3 últimos quedan pendientes de la división del tiempo de reparación para su modelado. Para facilitar el modelo del efecto de estos equipos de señalización y seccionamiento, se propone clasificarlos según el efecto que tienen sobre la reducción del tiempo de reparación en caso de faltas permanentes. La clasificación es la siguiente:

- **Seccionador:** cualquier equipo capaz de abrir el circuito mediante operación manual cuando la línea no está en tensión.
- **Selector:** cualquier equipo capaz de detectar una falta aguas abajo de su posición y de abrir el circuito automáticamente. Estos equipos pueden estar o no telemandados, enviando información al centro de control sobre su estado (cerrado o abierto) y sobre la existencia o no de una falta aguas abajo. En ese caso se llamará teleselector. Los selectores incluyen equipos tales como reconectores, seccionalizadores, interruptores automáticos, interruptores telemandados, etc.
- **Señalizadores:** cualquier equipo capaz de detectar una falta aguas abajo de su posición y de indicarlo. Estos equipos pueden estar telemandados, enviando información al centro de control sobre la existencia o no de una falta aguas abajo. En ese caso se denominará teleseñalizador.

Además de estos tres tipos de equipos diferentes, se pueden identificar ciertas propiedades especiales de los seccionadores y selectores en circunstancias particulares. Ambos tipos de equipos dividen el alimentador en dos zonas: la zona con falta, y la zona sin falta. Se pueden por tanto definir dos nuevos tipos de equipos, reponedor automático y reponedor manual, como sigue:

- **Reponedor automático:** un selector será un reponedor automático cuando sea capaz de reponer la alimentación en la zona sin falta automáticamente. Será posible si la falta se encuentra aguas abajo del selector (la zona sin falta será automáticamente realimentada a través de la alimentación principal), o si la falta está aguas arriba del selector, y existe una AA automática aguas abajo del mismo (esta AAA realimentará automáticamente la zona sin falta una vez se haya abierto el selector). Es importante recalcar que este no es un equipo diferente ni una propiedad intrínseca de los selectores, sino que depende de la topología del alimentador, del lugar de la falta y de la existencia o no de AAA.
- **Reponedor manual:** cualquier seccionador o selector que pueda cumplir la misma función que el reponedor automático, pero que necesite de alguna acción manual. Esto es así cuando, en las mismas circunstancias que anteriormente, el equipo es un seccionador en vez de un selector, o la alimentación alternativa es manual en vez de automática, o ambas cosas.

Cada una de estas categorías de equipo reduce de forma diferente el tiempo de reparación de una falta. Para poder tener en cuenta la instalación de estos equipos, se propone una división del tiempo de reparación que se presenta en el siguiente subapartado.

4.2. División del tiempo de reparación

Se propone dividir el tiempo de reparación atendiendo al proceso de búsqueda, aislamiento y reparación que siguen las Distribuidoras cuando ocurre una falta permanente en un alimentador. Esta división permite distinguir los efectos de los distintos tipos de equipos descritos en el subapartado anterior teniendo en cuenta su posición dentro del alimentador.

El tiempo total del proceso de búsqueda, aislamiento y reparación de una falta puede dividirse como sigue [PIE-132264 92]:

- 1) Tiempo desde el momento en que ocurre la falta hasta que es posible detectarla. Será posible detectarla cuando alguna protección haya funcionado: la protección de cabecera, algún fusible, se ha interrumpido el suministro en algún punto, etc.

- 2) Tiempo que tarda la Distribuidora en saber que ha habido una falta. Puede ser el tiempo que tarde algún cliente interrumpido en llamar a la Distribuidora para avisar del corte, etc.
- 3) Tiempo que necesita la Distribuidora para localizar mediante su base de datos en qué parte de la red puede estar la falta. Si ha llamado algún cliente, deducir en qué alimentador se ha producido la falta a partir de su dirección, o cruzando las bases de datos comercial y técnica, etc.
- 4) Tiempo que tarda el personal de operación y mantenimiento en llegar a la zona del alimentador con falta. Normalmente, intentará llegar a un punto desde donde sea más fácil empezar la búsqueda de la falta. Si existen equipos de señalización instalados, seguramente le interesará dirigirse en un principio a alguno de ellos para saber en qué parte del alimentador a tenido lugar la falta.
- 5) Tiempo necesario para recolectar toda la información de todos los equipos no teledirigidos o teleseñalizados, para reducir lo más posible la zona a revisar. Estos equipos dan información localmente, y es necesario que el personal de operación y mantenimiento vaya a verlos para poder determinar cual es la zona del alimentador con falta.
- 6) Tiempo necesario para revisar la zona donde está la falta, y encontrar el tramo averiado. Una vez determinado la zona del alimentador donde está localizado la falta, es necesario recorrerlo para encontrar el tramo averiado.
- 7) Tiempo necesario para aislar el tramo averiado y realimentar las zonas sanas del alimentador. Una vez se ha encontrado el tramo averiado, se aísla, y se realimenta todas zonas del alimentador que sea posible para reducir su tiempo de indisponibilidad al máximo.
- 8) Tiempo necesario para reparar el tramo averiado. Una vez se ha realimentado el resto del alimentador, hay que proceder a reparar o reemplazar el elemento averiado.
- 9) Tiempo necesario para realimentar todo el alimentador. Una vez reparado el elemento averiado, hay que volver a realimentar la zona interrumpida, y dejar el alimentador en la configuración normal de explotación.

Esta división del tiempo de reparación no es única. Todos estos tiempos no tienen por qué aparecer en el proceso de reparación de todas las faltas, pero prácticamente cualquier proceso de reparación de una falta puede ser descrito mediante esta división. De la misma forma que se toma un valor medio para el tiempo de reparación, se propone tomar el valor medio para cada división propuesta. Para poder distinguir el efecto de los equipos descritos anteriormente, no es necesario una división tan exhaustiva. Se propone agruparlos de forma que quedan únicamente los siguientes subtiempos de reparación:

- Tiempo de **aviso**. Es el tiempo que tarda la Distribuidora en saber que hay una falta y en localizar el alimentador averiado mediante su base de datos. Incluye los tiempos 2) y 3) de la clasificación anterior, y el 1) se considera siempre nulo: se parte de la base que siempre habrá una protección de cabecera que abra en caso de falta, con lo que será posible detectarla en cuanto aparezca.
- Tiempo de **acceso**. Es el tiempo que tarda el personal de operación y mantenimiento en llegar al alimentador con falta. Incluye el tiempo 4) de la clasificación anterior.
- Tiempo de **localización**. Es el tiempo que se tarda en determinar la zona del alimentador con falta, mediante la recolección de la información local de los equipos instalados. Es equivalente al tiempo 5) de la clasificación anterior.
- Tiempo de **recorrido**. Es el tiempo que se tarda en recorrer la zona con falta y encontrar el tramo averiado. Es equivalente al tiempo 6) de la clasificación anterior.
- Tiempo de **seccionamiento**. Es el tiempo que se tarda en aislar el tramo con falta y realimentar el resto del alimentador. Es equivalente al tiempo 7) de la clasificación anterior.
- Tiempo de **reparación**. Es el tiempo que se tarda en reparar el elemento averiado y realimentar todo el alimentador. Incluye los tiempos 8) y 9) de la clasificación anterior.

La principal dificultad de la aplicación de este método es disponer de datos fiables sobre estas divisiones del tiempo de reparación. Actualmente, ya hay Distribuidoras que recogen y realizan estadísticas de las distintas fases de reparación de componentes aunque no necesariamente distinguen exactamente las mismas fases propuestas aquí. En cualquier caso, todas las Distribuidoras son cada vez más conscientes de la importancia de conocer todos los aspectos de la operación y mantenimiento de sus redes, para lo cual están poco a poco construyendo bases de datos muy completas que recogen todo lo necesario para estimar los tiempos propuestos. Por otro lado, se están extendiendo cada vez más herramientas del tipo

GIS (*Geographical Information Systems*, o sistemas de información geográfica). Estas herramientas permiten estimar parte de estos tiempos, como pueden ser los de acceso al alimentador, de localización, recorrido, etc.

Cada tipo de equipo definido anteriormente afectará de forma distinta a cada uno de estos subtiempos de reparación. Los señalizadores permitirán reducir el tiempo dedicado a recorrer el alimentador, dividiendo éste en zonas más reducidas donde buscar la falta. Los selectores permitirán aislar y realimentar automáticamente algunos elementos frente a ciertas faltas, eliminando todos los tiempos de indisponibilidad para ellos. Los seccionadores permiten eliminar la indisponibilidad debida al tiempo de reparación en algunos casos. Y los equipos con teleseñal permiten eliminar el tiempo de aviso, al tiempo que reducen también el tiempo de localización y recorrido. Para tener en cuenta adecuadamente el efecto de estos equipos, se propone considerar un sistema serie para cada uno de estos subtiempos, y poder calcular de esta forma la indisponibilidad total de cada punto de suministro. Esta formulación se explica a continuación en el siguiente subapartado.

4.3. Subindisponibilidades asociadas

En la ecuación (5.27) se calcula la indisponibilidad del sistema (U_s) como la suma las tasas de fallo de cada elemento por su tiempo de reparación. Al colocar distintos tipos de equipos de señalización y seccionamiento, esta fórmula no se puede aplicar directamente, ya que cada tipo de equipo reduce el tiempo de reparación que afecta a cada punto de suministro de forma distinta. Por ello, se ha presentado una división del tiempo de reparación que permite analizar cómo se reduce el tiempo total de indisponibilidad gracias a este tipo de equipos. Se define un sistema serie independiente para cada división del tiempo de reparación. De esta forma, la indisponibilidad U_i de cada elemento i del alimentador se puede calcular como la suma de cada subindisponibilidad asociada a cada división del tiempo de reparación:

$$U_i = U_i^{\text{avi}} + U_i^{\text{acc}} + U_i^{\text{loc}} + U_i^{\text{rec}} + U_i^{\text{sec}} + U_i^{\text{rep}} \quad (5.28)$$

donde

- U_i^{avi} : subindisponibilidad del elemento i asociada al tiempo de aviso
- U_i^{acc} : subindisponibilidad del elemento i asociada al tiempo de acceso
- U_i^{loc} : subindisponibilidad del elemento i asociada al tiempo de localización
- U_i^{rec} : subindisponibilidad del elemento i asociada al tiempo de recorrido
- U_i^{sec} : subindisponibilidad del elemento i asociada al tiempo de seccionamiento
- U_i^{rep} : subindisponibilidad del elemento i asociada al tiempo de reparación

Se ha supuesto que cada división del tiempo de reparación es independiente de las demás. Esta simplificación no es válida de forma general pero sí lo es para el tipo de análisis que se plantea aquí. Cada subindisponibilidad tendrá su sistema serie que dependerá de la topología del alimentador y de los equipos de señalización y seccionamiento instalados. De esta forma se puede calcular la indisponibilidad total de cada punto o elemento del alimentador, así como cualquier índice de sistema que se quiera calcular, a partir de la tasa de fallos de cada elemento. A continuación se presenta el cálculo de las subindisponibilidades asociadas a cada división del tiempo de reparación.

4.3.1. Subindisponibilidad asociada al tiempo de aviso

Esta subindisponibilidad es debida al tiempo que tarda la Distribuidora en conocer la existencia de una falta en su red. Una falta en cualquier elemento de un alimentador provocará el disparo de la protección de cabecera. Por tanto, cualquier elemento del alimentador tendrá un tiempo de indisponibilidad debido al tiempo de aviso de la falta, salvo en dos casos: que exista algún equipo con teleseñal aguas arriba de la falta, o que exista un reponedor automático entre el elemento con falta y el elemento que se está estudiando. En el primer caso, el equipo con teleseñal mandará una señal al centro de control, avisando de inmediato a la Distribuidora de la existencia de una falta. Por tanto, esta parte del tiempo de reparación no causará ninguna indisponibilidad en ningún elemento del alimentador. En el segundo caso, el reponedor automático realimentará inmediatamente la zona sin falta, anulando cualquier indisponibilidad debida a esa falta en todos los elementos de esa zona. Se propone la siguiente ecuación para el cálculo de la indisponibilidad de aviso del elemento i :

$$U_i^{\text{avi}} = \sum_{j=1}^n u_{ij}^{\text{avi}} = \sum_{j=1}^n \lambda_j t_j^{\text{avi}} \alpha_{ij} \quad (5.29)$$

donde

- n : número de elementos del alimentador.
- j : índice de los elementos del alimentador.
- u_{ij}^{avi} : subindisponibilidad del elemento i debida al tiempo de aviso de una falta en el elemento j .
- t_j^{avi} : tiempo medio de aviso cuando ocurre una falta en el elemento j .
- λ_j : tasa de fallos del elemento j .
- α_{ij} : coeficiente dependiente de la topología del alimentador:
 - = 0 si hay un equipo con teleseñal aguas arriba del elemento con falta j , o si hay un reponedor automático entre los elementos i y j .
 - = 1 en los demás casos.

Se puede ver que el coeficiente α identifica qué elementos están en el sistema serie de fiabilidad asociado al tiempo de aviso de cada uno de los elementos del alimentador.

4.3.2. Subindisponibilidad asociada al tiempo de acceso

Una vez el operador de la red de distribución sabe que hay una falta, se necesita cierto tiempo para que el personal de operación llegue hasta el alimentador con falta. Cualquier elemento que se encuentre sin alimentación debido a la falta tendrá un periodo de indisponibilidad debido al tiempo de acceso. Esto ocurre para todos los elementos que no tengan un reponedor automático entre ellos y la falta.

El tiempo que el personal tarda en llegar al alimentador varía según el elemento en el que esté la falta. La única información de que disponen es la deducida en el centro de maniobras de distribución. Por tanto, únicamente tendrán la información que los equipos con teleseñal hayan mandado. Estos equipos con teleseñal dividen el alimentador en distintas zonas que se llamarán zonas teleseñalizadas. Si no hay ningún equipo con teleseñal, habrá una única zona teleseñalizada que será todo el alimentador. El personal de operación sabrá en qué zona teleseñalizada se encuentra la falta, y se dirigirá a ella. Cada zona teleseñalizada tiene asociada por tanto un tiempo de acceso. Ese tiempo de acceso está asociado al elemento del alimentador al que ha de llegar el personal de operación. Éste accederá en primer lugar a algún punto que le dé más información sobre la localización de la falta, es decir, al elemento cuyo tiempo de acceso sea más corto y que tenga instalado algún señalizador o selector (sin teleseñal). Si no hay

ningún equipo de estas características, entonces llegará al elemento cuyo tiempo de acceso sea menor. Se propone la siguiente ecuación para el cálculo de esta indisponibilidad de acceso del elemento i:

$$U_i^{\text{acc}} = \sum_{k=1}^m \left(\lambda_j \beta_{ij} \right) t_k^{\text{acc}} \quad (5.30)$$

donde

- m: número de zonas teleseñalizadas del alimentador.
- k: índice de las zonas teleseñalizadas del alimentador.
- j: índice de los elementos de la zona teleseñalizada k del alimentador.
- t_k^{acc} : tiempo medio de acceso cuando ocurre una falta en la zona teleseñalizada k. Este tiempo se calcula como el mínimo de los tiempos de acceso de todos los elementos de la zona que tengan instalados en él algún equipo distinto de un seccionador. Si no hay ningún equipo de estas características, se tomará el mínimo de todos los elementos de la zona.
- λ_j : tasa de fallos del elemento j.
- β_{ij} : coeficiente dependiente de la topología del alimentador:
 - = 0 si hay un reponedor automático entre los elementos i y j.
 - = 1 en los demás casos.

El coeficiente β identifica qué elementos están en el sistema serie de fiabilidad asociado al tiempo de acceso de cada uno de los elementos del alimentador.

4.3.3. Subindisponibilidad asociada al tiempo de localización

Una vez el personal de operación se encuentre en el alimentador, o más bien en la zona teleseñalizada donde esté localizada la falta, se intentará recoger toda la información que puedan dar los equipos no teleseñalizados sobre el lugar de la falta, invirtiendo un tiempo en ello. Cualquier elemento que se encuentre sin alimentación debido a la falta tendrá un periodo de indisponibilidad debido a este tiempo de localización. Esto ocurre para todos los elementos que no tengan un reponedor automático entre ellos y la falta.

Los equipos que pueden proporcionar información de forma local sobre la falta son los señalizadores y los selectores no teleseñalizados, que indican si la falta ha tenido lugar aguas arriba o aguas abajo de su posición. Es necesario por tanto recorrer la distancia que separa los equipos más alejados uno del otro dentro de la zona para recoger toda la información. Como aproximación a este tiempo, se propone tomar el tiempo necesario para ir de un equipo a otro siguiendo todos los elementos intermedios. Como no será siempre necesario recoger la información de todos los equipos (la zona con falta puede definirse antes), se toma la mitad de este tiempo como tiempo medio. Por supuesto, es una aproximación a la realidad, y sería más adecuado calcular ese tiempo de antemano mediante un GIS. Se propone la siguiente ecuación para el cálculo de esta indisponibilidad de localización del elemento i:

$$U_i^{\text{loc}} = \sum_{k=1}^m \left(\lambda_j \gamma_{ij} \right) t_k^{\text{loc}} \quad (5.31)$$

donde

- m: número de zonas teleseñalizadas del alimentador.
- k: índice de las zonas teleseñalizadas del alimentador.
- j: índice de los elementos de la zona teleseñalizada k del alimentador.

- t_k^{loc} : tiempo de localización de la zona teleseñalizada k. Este tiempo depende del número y de la posición de los equipos con información local instalados dentro de la zona.
 = 0 si hay menos de dos equipos distintos de seccionadores dentro de la zona teleseñalizada k.

$$= \frac{1}{2} \sum_{r=1}^q \frac{L_r}{V_r^{loc}}$$
 si hay 2 o más equipos distintos de seccionadores dentro de la zona teleseñalizada k.
 donde
 q: número de elementos entre los dos equipos más alejados dentro de la zona k.
 r: índice de los elementos entre los dos equipos más alejados.
 V_r^{loc} : velocidad de localización. Es la velocidad media que se consigue al pasar a lo largo del elemento r para llegar al próximo equipo con información sobre la localización de la falta.
 L_r : longitud del elemento r.
 λ_j : tasa de fallos del elemento j.
 γ_{ij} : coeficiente dependiente de la topología del alimentador:
 = 0 si hay un reponedor automático entre los elementos i y j.
 = 1 en los demás casos.

Nótese que el coeficiente γ es igual al coeficiente β de la anterior subindisponibilidad.

4.3.4. Subindisponibilidad asociada al tiempo de recorrido

Una vez se ha recogido toda la información sobre la localización de la falta, es necesario buscar el elemento concreto averiado dentro de esta zona. Estas zonas se denominarán zonas de recorrido, y se definen como un conjunto de elementos interconectados delimitados en sus fronteras con cualquier tipo de equipo salvo seccionadores. No existe ningún equipo dentro de la zona que pueda dar información sobre la localización de la falta por lo que es necesario recorrerla para determinar dónde está la falta. Cualquier elemento que se encuentre sin alimentación debido a la falta mientras se busca ésta en la zona de recorrido tendrá una indisponibilidad debida al tiempo de recorrido. Esto ocurre para todos los elementos salvo si existe un reponedor automático entre la zona de recorrido y el elemento.

El tiempo de recorrido de la zona se calcula como la suma de los tiempos de recorrido de todos los elementos de la zona, dividido por dos debido a que es un tiempo medio. Estadísticamente, sólo será necesario recorrer la mitad de la zona para encontrar la falta. Se propone la siguiente ecuación para el cálculo de la indisponibilidad de recorrido del elemento i:

$$U_i^{rec} = \sum_{k=1}^h \left(\left(\prod_{j \in k} \lambda_j \right) \theta_{ij} \left(\frac{1}{2} \sum_{j \in k} t_j^{rec} \right) \right) \quad (5.32)$$

donde

- h: número de zonas de recorrido del alimentador.
 k: índice de las zonas de recorrido del alimentador.
 j: índice de los elementos de la zona de recorrido k del alimentador.
 t_j^{rec} : tiempo de recorrido del elemento j. Se calcula como la longitud del elemento dividido por la velocidad de recorrido del elemento:

$$t_j^{\text{rec}} = \frac{L_j}{V_j^{\text{rec}}}$$

donde

V_j^{rec} : velocidad de recorrido. Es la velocidad media que se consigue al pasar a lo largo del elemento j buscando la falta.

L_j : longitud del elemento j .

λ_j : tasa de fallos del elemento j .

θ_{ik} : coeficiente dependiente de la topología del alimentador:

= 0 si hay un reponedor automático entre la zona k y el elemento i .

= 1 en los demás casos.

El coeficiente θ es parecido al coeficiente β , salvo que relaciona zonas de recorrido con elementos del alimentador.

4.3.5. Subindisponibilidad asociada al tiempo de seccionamiento

Una vez se conoce el lugar exacto de la falta, es necesario aislar el elemento con falta de forma que se pueda realimentar la mayor parte posible del resto del alimentador. Esto se hace accionando manualmente los seccionadores más cercanos a la falta. Cualquier elemento que se encuentre sin alimentación debido a la falta tendrá una indisponibilidad debida a este tiempo. Esto ocurre para todos los elementos salvo si existe un reponedor automático entre los dos elementos, o si no existe ningún seccionador que abrir para aislar la falta.

En el caso de tener varios seccionadores alrededor del elemento con falta combinados con distintas alimentaciones alternativas, el cálculo del tiempo de seccionamiento se complica enormemente. Teniendo en cuenta que este tiempo no debe influir mucho en la indisponibilidad total, se propone simplificar su cálculo, tomando únicamente el tiempo que se tarde en llegar al seccionador más cercano. Se desprecia el tiempo que se tarde en realimentar de nuevo las zonas sin falta aisladas. Se propone la siguiente ecuación para el cálculo de la indisponibilidad de seccionamiento del elemento i :

$$U_i^{\text{sec}} = \prod_{j=1}^n u_{ij}^{\text{sec}} = \prod_{j=1}^n \lambda_j t_j^{\text{sec}} \phi_{ij} \quad (5.33)$$

donde

n : número de elementos del alimentador.

j : índice de los elementos del alimentador.

u_{ij}^{sec} : subindisponibilidad del elemento i debida al tiempo de seccionamiento de una falta en el elemento j .

t_j^{sec} : tiempo de seccionamiento del elemento j . Se calcula como el tiempo necesario para llegar al seccionador más cercano del elemento con falta j :

$$t_j^{\text{sec}} = \sum_{k=1}^p \frac{L_k}{V_k^{\text{sec}}} + \frac{1}{2} \frac{L_j}{V_j^{\text{sec}}}$$

donde

p : número de elementos entre el elemento j y el seccionador más cercano.

k : índice de los elementos entre el elemento j y el seccionador más cercano.

- V_j^{sec} : velocidad de seccionamiento. Es la velocidad media que se consigue al pasar a lo largo del elemento j para llegar al seccionador más cercano. Esta velocidad es igual a la velocidad de localización anteriormente definida.
- L_j : longitud del elemento j .
- λ_j : tasa de fallos del elemento j .
- φ_{ij} : coeficiente dependiente de la topología del alimentador:
 = 0 si hay un reponedor automático entre los elementos i y j , o si no hay ningún seccionador que abrir.
 = 1 en los demás casos.

4.3.6. Subindisponibilidad asociada al tiempo de reparación

Una vez que se ha encontrado el elemento en el que se ha producido la falta y ha sido aislado realimentando el resto del alimentador, es necesario proceder a la reparación del elemento. La indisponibilidad debida al tiempo necesario para esta reparación únicamente afectará a los elementos que no se han podido realimentar, es decir, todos los elementos que no tengan un reponedor, ya sea manual o automático, entre ellos y el elemento con falta. Se propone la siguiente ecuación para el cálculo de la indisponibilidad de reparación del elemento i :

$$U_i^{\text{rep}} = \sum_{j=1}^n u_{ij}^{\text{rep}} = \sum_{j=1}^n \lambda_j t_j^{\text{rep}} \sigma_{ij} \quad (5.34)$$

donde

- n : número de elementos del alimentador.
- j : índice de los elementos del alimentador.
- u_{ij}^{rep} : subindisponibilidad del elemento i debida al tiempo de reparación de una falta en el elemento j .
- t_j^{rep} : tiempo medio de reparación cuando ocurre una falta en el elemento j .
- λ_j : tasa de fallos del elemento j .
- σ_{ij} : coeficiente dependiente de la topología del alimentador:
 = 0 si hay un reponedor manual o automático entre los elementos i y j .
 = 1 en los demás casos.

4.4. Zonas del alimentador

Una zona del alimentador es un conjunto de elementos del alimentador interconectados que comparten ciertas características. Según las características compartidas, existirán zonas del alimentador de distinto tipo. En el subapartado anterior ya se han mencionado algunos tipos de zona para facilitar el cálculo de las subindisponibilidades, como por ejemplo las zonas teleseñalizadas en los subapartados 4.3.2 y 4.3.3, o las zonas de recorrido en el subapartado 4.3.4. Estos dos tipos de zona pueden clasificarse como zonas de información. Existen otros tipos clasificadas como zonas de aislamiento. El análisis de estas zonas permite mejorar la comprensión del método de evaluación de la fiabilidad propuesto, además de permitir

cierta simplificación en la implantación informática del mismo. Estas zonas se presentan a continuación, y se resumen en la tabla 5.1 al final del apartado.

4.4.1. Zonas de información

Estas zonas se denominan así porque permiten adquirir información sobre el lugar de la falta. Agrupan las zonas teleseñalizadas y las zonas de recorrido. La característica común a todos los elementos pertenecientes a una misma zona de información es que en un momento dado del proceso de búsqueda y reparación de la falta, se tiene la misma información sobre todos ellos en cuanto a la posibilidad o no de que estén averiados. Estas zonas son las siguientes:

Zona teleseñalizada

Conjunto de elementos con equipos con teleseñal (teleseñalizadores o teleselectores) en sus fronteras. Si no hay equipos con teleseñal, el alimentador completo será una única zona teleseñalizada. Una vez que la Distribuidora tiene conocimiento de que existe una falta, únicamente puede determinar en qué zona teleseñalizada ha ocurrido. Es ahí donde manda al personal de operación y mantenimiento para localizar la falta. En ese momento, cualquiera de los elementos pertenecientes a la zona puede ser el elemento averiado. Debido a eso, una falta en cualquiera de estos elementos provocará un mismo tiempo de acceso (tiempo de acceso a la zona teleseñalizada) que se asignará a todos ellos. De la misma forma, una vez llegado el personal a la zona teleseñalizada, tardará un determinado tiempo en determinar en qué parte de esta zona está la falta, recogiendo toda la información local disponible. Por tanto, todos los elementos también compartirán el mismo tiempo de localización.

Zona de recorrido

Conjunto de elementos con cualquier equipo salvo seccionadores en sus fronteras. Una vez el personal ha llegado a la zona teleseñalizada donde ha tenido lugar la falta, intenta reducir al máximo el tamaño de la zona del alimentador que tiene que recorrer en busca de la falta. Para ello recoge toda la información local que pueden proporcionar los equipos instalados dentro de la zona teleseñalizada. Todos los equipos salvo los seccionadores aportan información sobre la localización de la falta. Una vez recogida la información, habrá una única zona limitada por esos equipos en la que pueda estar la falta, y que por tanto habrá que recorrer. Todos los elementos de una misma zona de recorrido comparten el mismo tiempo de recorrido.

4.4.2. Zonas de aislamiento

Estas zonas vienen definidas por el conjunto de elementos que se puede aislar físicamente del resto mediante la operación de algún equipo de seccionamiento. Si además la zona de aislamiento tiene acceso directo (sin pasar por ninguna otra zona) a una fuente de alimentación (alimentación principal o alimentación alternativa), entonces se la llama zona de aislamiento independiente. En caso contrario, sería una zona de aislamiento dependiente. Todos los elementos de una misma zona de aislamiento comparten las mismas indisponibilidades para algunas de las divisiones del tiempo de reparación. Según el tipo de equipo de seccionamiento que tengan en sus fronteras, se pueden clasificar estas zonas como sigue:

Zona de aislamiento automático

Conjunto de elementos con equipos selectores (teleseñalizados o no) en sus fronteras. Hasta que el personal de operación y mantenimiento no accione los equipos manuales, todos los elementos de una misma zona de aislamiento automático estarán interconectados. Por tanto, tendrán las mismas subindisponibilidades de aviso, de acceso, de localización, de recorrido y de seccionamiento. Únicamente pueden tener distinta subindisponibilidad de reparación. La unión de todas las zonas de aislamiento automático es el alimentador completo.

una alimentación alternativa automática en el extremo de una de ellas. Para poder llevar a cabo el análisis de fiabilidad, se asignan los siguientes datos a cada uno de los doce elementos del alimentador:

- Longitud = 0,4 km
- Tasa de fallos = 0.1 fallos/año
- Potencia instalada en cada punto de suministro = 100 kVA
- $t^{\text{avi}} = 0,1$ horas
- $t^{\text{acc}} = 0,5$ horas
- $t^{\text{rep}} = 4,0$ horas
- $V^{\text{rec}} = 3,0$ km/hora
- $V^{\text{loc}} = V^{\text{sec}} = 10,0$ km/hora

Por supuesto, en un alimentador real, cada elemento tendrá su propia longitud, la tasa de fallos que le corresponda, y la carga conectada a él. El resto de los datos de tiempos y velocidades también serán distintos para cada uno de ellos. El tiempo de aviso de una falta en un tramo o en otro puede ser distinto. En uno de ellos pueden encontrarse clientes que llamen inmediatamente, mientras que en otro puede haber viviendas de segunda residencia, etc. Lo mismo ocurre con el tiempo de acceso de cada elemento. Se tarda más o menos en llegar a un elemento o a otro desde el centro de distribución. Las velocidades de recorrido o de localización pueden depender de si existe una carretera al lado, si se está en zona montañosa, etc. Ya se ha comentado anteriormente la dificultad de disponer de una base de datos fiable de este tipo. Cada vez más a menudo las compañías recogen más datos sobre el funcionamiento del personal de operación y mantenimiento, comprendiendo que esta información puede darles un valor añadido sobre la explotación de su sistema. Por otro lado, existen herramientas que pueden facilitar el cálculo o la estimación aproximada de estos tiempos, como son los sistemas GIS (sistemas de información geográfica).

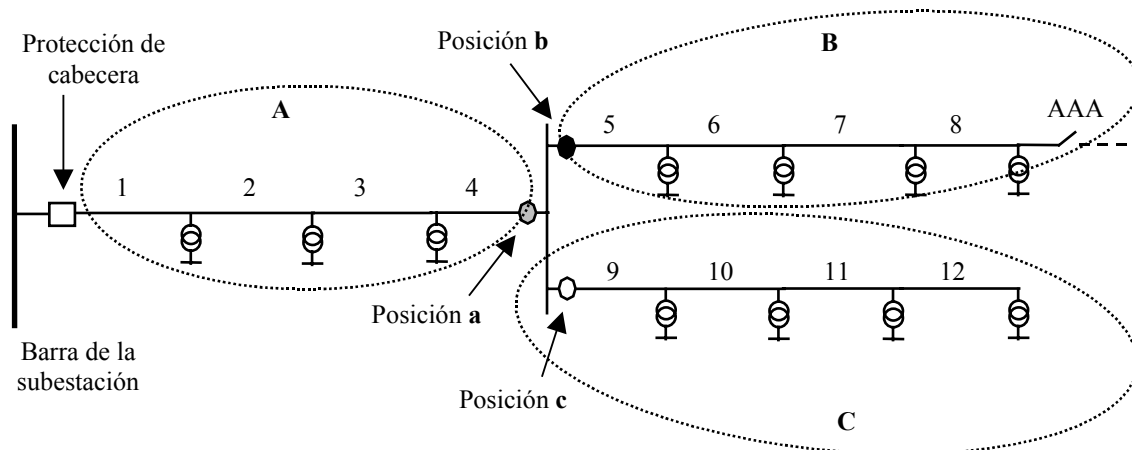


Figura 5.8 Estructura del alimentador de ejemplo.

El primer análisis que se hace con este alimentador ejemplo es evaluar su indisponibilidad sin ningún equipo instalado en él. De esta forma, todos los elementos del alimentador componen una única zona que es a la vez zona teleseñalizada, de recorrido, de aislamiento automático y manual. Todos tendrán por tanto las mismas indisponibilidades parciales y total. Utilizando las fórmulas de las ecuaciones (5.28) a (5.34), se obtienen los siguientes resultados:

- $U^{\text{avi}} = 0,12$ horas/año
- $U^{\text{acc}} = 0,6$ horas/año
- $U^{\text{loc}} = 0$ horas/año
- $U^{\text{rec}} = 0,96$ horas/año
- $U^{\text{sec}} = 0$ horas/año
- $U^{\text{rep}} = 4,8$ horas/año
- $U^{\text{TOTAL}} = 6,48$ horas/año

La importancia relativa de cada subindisponibilidad en la indisponibilidad total depende del valor del subtiempo correspondiente. En este caso, el más importante es el tiempo de reparación del elemento averiado, que afecta a todos los elementos del alimentador por igual. Puede observarse que U^{loc} y U^{sec} son nulas. Es debido a que, primero, no hay ningún equipo que pueda dar información local, con lo que no se gasta tiempo en recogerla. Segundo, tampoco hay ningún seccionador que abra para aislar el elemento con falta, con lo que tampoco se invierte tiempo en ello.

Para ver el efecto de los distintos equipos sobre las diferentes subindisponibilidades, se ha evaluado la fiabilidad del alimentador colocando un seccionador en la posición **a**, un selector en la posición **b** y un señalizador en la posición **c** (ver figura 5.8). Se analiza el efecto de cada equipo separadamente, y luego todos juntos. Los resultados obtenidos están recogidos en la tabla 5.2. Para simplificar la presentación de los datos, se ha dividido el alimentador en las tres áreas **A**, **B** y **C** (ver figura 5.8).

Tabla 5.2 Valores de la indisponibilidad de los elementos del alimentador ejemplo con varias configuraciones de equipos de señalización y seccionamiento.

Equipos instalados	Áreas	U^{avi} (h./año)	U^{acc} (h./año)	U^{loc} (h./año)	U^{rec} (h./año)	U^{sec} (h./año)	U^{rep} (h./año)	U^{TOTAL} (h./año)
Ninguno	A,B,C	0,12	0,6	0,0	0,96	0,0	4,8	6,48
Selector	A,C	0,08	0,4	0,0	0,43	0,0	3,2	4,11
	B	0,04	0,2	0,0	0,11	0,0	1,6	1,95
Seccionador	A	0,12	0,6	0,0	0,96	0,06	1,6	3,34
	B,C	0,12	0,6	0,0	0,96	0,06	3,2	4,94
Señalizador	A,B,C	0,12	0,6	0,0	0,53	0,0	4,8	6,05
Todos	A	0,08	0,4	0,0	0,22	0,03	1,6	2,33
	B	0,04	0,2	0,0	0,11	0,0	1,6	1,95
	C	0,08	0,4	0,0	0,22	0,03	1,6	2,33

Si se coloca el selector en la posición **b**, divide el alimentador en dos zonas de aislamiento automático. La primera incluye las áreas **A** y **C**, y la segunda es equivalente a la área **B**. Como no hay ningún equipo adicional, estas dos zonas son también zonas mínimas de aislamiento, con lo que todos los elementos de cada zona tienen las mismas indisponibilidades. Además, cada zona tiene acceso directo a una fuente de alimentación: la primera zona a la alimentación principal, y el área **B** a una alimentación alternativa automática. Son por tanto zonas independientes: el proceso de aislamiento y realimentación de la zona sin falta es siempre posible y automática, con lo que una falta en una de las zonas no afecta a la otra. El selector colocado es por tanto un reponedor automático independientemente del lugar de la falta. El resultado es que la reducción de la indisponibilidad total es muy importante, sobre todo para la zona más pequeña: al tener menos kilómetros, tiene una tasa de fallos mucho menor.

El seccionador instalado en la posición **a** tiene un efecto mucho menor. Únicamente reduce la subindisponibilidad debida el tiempo de reparación, con el coste de un incremento despreciable de la subindisponibilidad debida al tiempo de seccionamiento. El seccionador divide el alimentador en dos zonas, la primera incluye el área **A** y la segunda incluye las áreas **B** y **C**. Estas dos zonas son zonas de aislamiento manual independientes, siendo el seccionador un reponedor manual independientemente del lugar de la falta. El tiempo de aislamiento es debido a que cuando exista una falta, será necesario abrir el seccionador para realimentar la zona sin falta.

El señalizador instalado en la posición **c** es el equipo con menor impacto en la reducción de la indisponibilidad. Al no ser un equipo de seccionamiento, todo el alimentador es una única zona de aislamiento. Todos los elementos tendrán por tanto la misma indisponibilidad. En cambio, el señalizador divide el alimentador en dos zonas de recorrido, y por tanto reduce el tiempo necesario para encontrar la falta.

Por último, si se colocan los tres equipos simultáneamente, se obtiene la reducción de indisponibilidad más importante. En este caso, el alimentador tiene tres zonas mínimas de aislamiento y tres zonas de

recorrido (las áreas **A**, **B** y **C**), dos zonas de aislamiento automático (áreas **A** y **C** y área **B**) y una única zona teleseñalizada (todo el alimentador). Las reducciones que se obtienen alcanzan el 70% para el área **B**, y el 64% para las áreas **A** y **C**.

De las cuatro posibilidades de instalación de equipos analizadas, está claro que desde el punto de vista de fiabilidad la última es la mejor. Pero también es la solución más cara. Además de estas cuatro posibilidades, es obvio que existen una multitud de posibilidades más, variando el número, el tipo y la posición de los equipos. Esta nueva formulación permite distinguir desde el punto de vista de la fiabilidad las diferentes opciones de forma sencilla y rápida. De este modo los resultados obtenidos pueden utilizarse dentro de la función objetivo de un problema de optimización de inversiones en mejora de la calidad, que tenga en cuenta el coste (coste de las medidas de mejora) y la mejora de fiabilidad obtenida (función VEC). Este problema de optimización se trata en el siguiente capítulo de esta tesis.

4.6. Formulación matricial e implantación informática

Para extender las ecuaciones (5.28) a (5.34) a todo el alimentador en vez de a un solo elemento cada vez, se ha desarrollado una formulación matricial del método de evaluación de la fiabilidad propuesto. Se aprovecha la estructura radial del alimentador y la información de las zonas del mismo para almacenar toda la información relevante en matrices. La indisponibilidad de todos los elementos del alimentador puede calcularse mediante operaciones sencillas con estas matrices. Toda estas formulaciones se encuentran desarrolladas en el apéndice A. En este apartado únicamente se presenta cómo se almacena la información del alimentador en forma matricial.

4.6.1. Matrices del alimentador

Estas matrices describen las propiedades topológicas del alimentador que se quiere analizar. Se parte de la premisa que los alimentadores que se van a analizar están todos explotados de forma radial. Las mallas existentes en la red se considerarán normalmente abiertas, y se modelarán como conexiones alternativas. Así, cualquier elemento de un alimentador tiene un único elemento conectado a él aguas arriba, que se llamará elemento padre. De la misma forma, puede tener ninguno, uno o varios elementos conectados a él aguas abajo. Estos se llamarán elementos hijo. Los elementos que tengan el mismo elemento padre serán elementos hermanos.

Además cada elemento tendrá una serie de propiedades que lo describen, tales como longitud, tasa de fallos, potencia instalada, número de usuarios, etc. Cada elemento tiene una única posición posible de colocación de equipos al principio del mismo. Es decir que la longitud, la tasa de fallos, la carga, etc., del elemento se encuentran aguas abajo del aparato instalado. Puede haber un solo aparato, o varios compatibles entre ellos instalados en el mismo elemento.

Cada elemento tendrá asociado un índice que lo identifica. Se numerarán todos los elementos de manera que ninguno tenga aguas abajo un elemento con un número inferior al suyo, y que al menos uno de los hijos tenga el número consecutivo al de su padre (ver figura 5.9). Esto se consigue numerando recursivamente todos los elementos aguas abajo del último elemento numerado antes de pasar a numerar a un hermano suyo. Dicho de otra forma, se numera una rama del alimentador hasta llegar al final de la misma antes de pasar a numerar la siguiente rama, desde la última bifurcación que se dejó sin numerar. Toda la información necesaria del alimentador se organizará en función de esta numeración de los elementos.

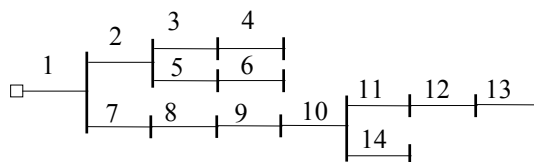


Figura 5.9 Alimentador con elementos numerados.

Es necesario distinguir entre dos tipos de información: 1) la información intrínseca a cada elemento, como su longitud, su tasa de fallos asociada, su tiempo de reparación, etc., y 2) la información dependiente de los equipos instalados en el alimentador, que describen las propiedades topológicas de importancia para la fiabilidad.

Información intrínseca a los elementos

Esta información se almacena en una serie de vectores de dimensión n , siendo n el número de elementos del alimentador, en donde se describen las propiedades del elemento i en la posición i del vector. Las propiedades descritas son las siguientes: tasa de fallo, longitud, equipos instalados en el elemento, tiempos de aviso, de acceso y de reparación, y las velocidades de localización y recorrido. Se considera la velocidad de seccionamiento igual a la de localización. De esta forma se recoge toda la información intrínseca de cada elemento.

En esta categoría se pueden incluir también otros dos vectores. Estos dos vectores describen la posibilidad de alimentación alternativa del elemento. Esta información no es intrínseca del elemento, ya que depende de la topología del alimentador y de los equipos instalados, pero la información almacenada aquí es individual de cada elemento e independiente de los equipos instalados. Lo que intentan recoger estos vectores es la posibilidad de alimentar el elemento desde sus dos extremos: como aguas arriba del elemento siempre existe la alimentación principal, este vector recoge la información de si existe una alimentación alternativa aguas abajo del elemento, y que sea capaz de suministrar la energía necesaria para llegar hasta él, y todos sus descendientes. Hay un vector que recoge las alimentaciones alternativas y otro que recoge las manuales.

Información topológica del alimentador

Esta información recoge todos los datos necesarios para analizar la influencia de la estructura del alimentador y de los equipos instalados en él. Por tanto, si se cambia o se añade algún equipo, o se cambia la estructura del alimentador, es necesario actualizar las matrices.

Esta información se organiza en distintas matrices. En un primer grupo de matrices, se almacena la información referente a las zonas del alimentador. Para cada uno de los cuatro tipos de zonas existentes: zonas teleseñalizadas, zonas de recorrido, zonas de aislamiento automático y manual, se crea una matriz que indica a qué zona pertenece cada elemento. Tienen dimensiones (z,n) , donde z es el número de zonas de cada tipo, y n el número de elementos del alimentador. Estas matrices se acompañan de la información de número de orden del elemento cabecera (elemento más aguas arriba de la zona) y del elemento final (elemento de mayor índice) de cada zona. En un segundo grupo de matrices, se describen las relaciones existentes entre las zonas de aislamiento. Estas relaciones se refieren a determinar qué zonas se ven afectadas por faltas en cada una de las demás zonas.

Por último, existe otro grupo de matrices que recogen otro tipo de información más específica, necesaria para el cálculo de algunas subindisponibilidades. Por un lado es necesario almacenar la información de qué elementos se encuentran entre equipos con información local dentro de cada zona teleseñalizada, y por otro es necesario almacenar la información de qué zonas de aislamiento manual tienen tiempo de seccionamiento distinto de cero.

Con todo esta información expresada de forma matricial es posible calcular la indisponibilidad de todos los elementos del alimentador mediante operaciones sencillas y rápidas.

4.6.2. Implantación informática

Basándose en las matrices antes descritas, se ha implantado informáticamente este método de evaluación de la fiabilidad. Primero se ha resuelto el problema de la construcción de las matrices. Para ello, se ha desarrollado un método que, a partir de la información intrínseca de los elementos (salvo los vectores de alimentaciones alternativas), y de la información topológica de conexión entre los elementos, permite rellenar todas las matrices de información topológica. Este método utiliza un único recorrido recursivo del alimentador, partiendo del elemento cabecera. Está basado en una serie de reglas sencillas que miran el tipo de equipo que tiene cada elemento que se recorre. De esta forma, se puede almacenar rápidamente toda la información necesaria para el cálculo de las indisponibilidades.

Las matrices así construidas están semivacías, con lo que no se puede aplicar directamente operaciones matriciales. El coste computacional sería demasiado elevado debido a la gran cantidad de operaciones innecesarias. Es necesario manejar estas matrices de forma inteligente para realizar el mínimo número de operaciones para el cálculo de la indisponibilidad de cada elemento.

Teniendo en cuenta que esta evaluación de la fiabilidad se utiliza para realizar estudios comparativos de distintas opciones de inversión, también se ha desarrollado un método para modificar las matrices ya inicializadas cuando hay un cambio en el alimentador. De esta forma no es necesario recalcular las matrices cada vez que se quita, se pone o se cambia un equipo de sitio. Todo estos desarrollos están recogidos en el apéndice A, junto a la descripción de las ecuaciones matriciales de cálculo de las indisponibilidades.

5. Sensibilidad a las acciones de mejora

Con el método de evaluación presentado en el apartado anterior, se consigue que los resultados de fiabilidad obtenidos sean sensibles a todos los parámetros que describen la red de distribución. Las posibles acciones de mejora pueden modelarse sin problema en este nuevo método, incluyendo la instalación de cualquier tipo de equipo de señalización y seccionamiento. Las mejoras en la fiabilidad obtenidas por estas acciones se ven reflejadas de forma lo suficientemente precisa como para poder comparar las distintas acciones posibles y elegir la mejor. En este apartado se revisa la influencia de los distintos parámetros utilizados para modelar la red de distribución en los resultados finales de indisponibilidad y número de interrupciones, así como el efecto de cada acción de mejora y para qué casos son las más adecuadas.

5.1. Influencia de los parámetros de la red en la fiabilidad

Para modelar la red de distribución, se eligen una serie de elementos físicos, a los cuales se les supone una serie de propiedades: una tasa de fallos, un tiempo de acceso, de aviso, una longitud, etc. Mediante estos elementos y sus propiedades, se quiere representar el funcionamiento lo más real posible de la red desde el punto de vista de la fiabilidad. Es importante conocer la influencia que puede tener cada una de estas propiedades en la fiabilidad final de un alimentador. Este conocimiento puede utilizarse para intentar

mejorar las propiedades más negativas, o sencillamente para ajustar mejor sus valores de cara a modelar mejor la red de distribución. A continuación se describe brevemente en qué medida influye cada propiedad o parámetro en la fiabilidad final de un alimentador. A pesar de que los distintos parámetros están muy interrelacionados, se intenta estudiar el efecto de una variación de uno de ellos al mantenerse los demás constantes.

Tasa de fallos

La tasa de fallos es el parámetro más relevante desde el punto de vista de la fiabilidad. Su consecuencia más directa es un aumento de la frecuencia de interrupciones, puesto que aumenta el número de fallos de los elementos del alimentador. Este parámetro no guarda ninguna relación con la duración de las interrupciones. Es decir, un aumento de la tasa de fallos de los elementos del alimentador provoca un aumento en la misma proporción de la frecuencia de interrupciones y del tiempo de indisponibilidad, los dos índices básicos de la fiabilidad. De la misma forma, una disminución de la tasa de fallos provocará una disminución en la misma proporción de las interrupciones y de la indisponibilidad.

Para reducir la tasa de fallos de los elementos, la medida más efectiva es la utilización de material de buena calidad, o la utilización de técnicas menos expuestas a fallos de origen externo: por ejemplo, cables subterráneos frente a líneas aéreas.

Longitud

La variación de la longitud de los tramos que componen la red suele llevar aparejada una variación similar de la tasa de fallos: de hecho, suele definirse la tasa de fallos de los tramos en fallos por unidad de longitud, debido a su relación casi directa. La variación de la tasa de fallos tiene las consecuencias ya descritas en el párrafo anterior. Pero la variación de la longitud tiene también otros efectos. Además de la variación del número de interrupciones debido a la variación de la tasa de fallos, la duración de las mismas también variará. Si aumenta la longitud de los tramos, se tardará más tiempo de localizar la zona de recorrido con falta, aumentando por tanto la subindisponibilidad asociada al tiempo de recorrido. También aumentará el tiempo necesario para recorrer la zona y encontrar la falta. Aumentará la subindisponibilidad asociada al tiempo de recorrido. Y una vez encontrada la falta, se tardará más en llegar a los seccionadores para aislar la falta. Aumentará la subindisponibilidad asociada al tiempo de seccionamiento. Es decir, el aumento de la longitud de los tramos provocará por un lado un aumento del número de fallos debido al aumento de la tasa de fallos asociada, y por otro lado un aumento de la duración de las interrupciones a través de los tiempos de localización, recorrido y seccionamiento. Y viceversa con la reducción de la longitud de los tramos.

En la realidad, no se pueden acortar los tramos, ya que las cargas que se alimentan no se pueden mover de sitio. Pero se consigue un resultado similar reduciendo la longitud total de un alimentador. Para ello es necesario la construcción de nuevos alimentadores, e incluso de nuevas subestaciones para poder alimentar las cargas con líneas más cortas. Este tipo de inversiones difícilmente puede considerarse como inversiones de segunda magnitud. Suele asociarse a la fase de planificación de la red de distribución, donde el criterio de fiabilidad puede llevar a diseñar redes más cortas.

Tiempos de aviso, de acceso y de reparación

Estos tiempos no tienen ninguna influencia en el número de interrupciones. Sí tienen una influencia directa en la duración de las mismas, y por tanto en el tiempo de indisponibilidad. Todos los elementos interrumpidos a causa de una falta se verán afectados por los tiempos de aviso y de acceso. Únicamente los elementos a los que no se haya podido realimentar una vez localizada la falta se verán afectados por el tiempo de reparación.

El tiempo de aviso depende de lo rápido que reaccionen los clientes interrumpidos. Está por tanto fuera del alcance de las Distribuidoras cambiar este tiempo. La única solución posible es anularlo mediante la teleseñalización de la red, y recibir por tanto instantáneamente el aviso de que ha ocurrido una falta. El tiempo de acceso y el tiempo de reparación del elemento averiado dependen más bien de los medios de que disponga el personal de operación y mantenimiento.

Velocidad de recorrido y de seccionamiento

Estas velocidades sirven para medir el tiempo que se tarda en recorrer el alimentador, ya sea buscando la falta, ya sea únicamente para llegar a los equipos de corte manuales instalados en la red. El tiempo de indisponibilidad de localización, recorrido y seccionamiento no sólo depende de estas velocidades, sino también de la longitud de los tramos. El efecto de la longitud ya se vio en un apartado anterior. El efecto es muy similar salvo que no aumenta la tasa de fallos, y por tanto el número de interrupciones es el mismo: únicamente afectan a la duración de las interrupciones. La velocidad de seccionamiento prácticamente no tiene casi impacto en la indisponibilidad final. El tiempo que se invierte en recoger la información local no influye casi, y el tiempo de seccionamiento tampoco. En cambio, la velocidad de recorrido sí tiene cierto impacto.

Las dos dependen por un lado en la orografía del terreno, las carreteras existentes, el trazado de la línea, etc., y por otro lado de los medios de que disponga el personal de operación y mantenimiento. Reducir el tiempo de localización y seccionamiento no es muy importante, aunque se puede conseguir mediante una adecuada colocación de los equipos de señalización y seccionamiento, o la utilización de equipos teleseñalizados para anular el tiempo de localización. En realidad, su posición dependerá mucho más de otros parámetros debido al poco peso que tienen estos tiempos en la indisponibilidad total. En cambio, el tiempo de recorrido puede llegar a representar una parte importante de la duración de una interrupción. Se puede reducir por un lado mejorando los medios del personal de operación y mantenimiento, y por otro intentando reducir al máximo la zona a recorrer. Esto se consigue mediante equipos señalizadores que dividan el alimentador en zonas de recorrido lo más reducidas posibles.

Potencia instalada y clientes conectados

Estos dos parámetros no inciden en ningún índice de fiabilidad básico. La variación de la potencia instalada o de los clientes conectados en general no afecta ni a la tasa de fallos, ni a la duración de la interrupción. A lo sumo mucha potencia instalada o muchos clientes conectados pueden significar un tiempo de aviso menor. Pero el efecto es despreciable. La importancia de estos dos parámetros únicamente radica en la repercusión económica que puede tener una interrupción, y en la elaboración de los índices de sistema que se basan en potencia instalada o número de clientes. En estos índices, algunas interrupciones pueden cobrar importancia frente a otras debido al número de clientes afectados o a la potencia instalada afectada. Estos parámetros, aunque no influyen directamente en la fiabilidad, sí que influyen en las acciones de mejora que tomarán. Al fin y al cabo, la mejora de calidad es para los clientes que la reciben.

5.2. Efecto de las acciones de mejora

Las acciones de mejora están orientadas a mejorar algún aspecto de los elementos que conforman la red, o a paliar su efecto en los demás elementos. Según cómo sea el alimentador y los parámetros de sus elementos, una acción u otra será la más adecuada para mejorar la calidad, sin perjuicio de un posterior estudio coste/beneficio. En este apartado se presenta en qué aspectos de la calidad inciden las distintas acciones de mejora posibles, y como se integran en el método propuesto de análisis de la fiabilidad.

Mejora de la fiabilidad de los elementos

Esta acción incide directamente en la tasa de fallos de los elementos. La consecuencia directa es una reducción del número de interrupciones. En cambio, no afecta a ningún tiempo de búsqueda y reparación de las faltas existentes. No reduce por tanto la duración de cada interrupción. Pero al reducir el número de interrupciones, también reduce el tiempo total de indisponibilidad. Con respecto a los índices de sistema, se consiguen reducciones en el TIEPI y en el NIEPI.

Esta acción es cara pero muy eficaz. Reemplazar elementos de la red ya instalados únicamente suele hacerse en casos especiales en los cuales es necesario conseguir una mejora de la calidad que no se puede conseguir con otros medios. Generalmente obedece más bien a criterios de planificación para nuevas redes de alimentación (utilización de mejores materiales y equipos), o planes de mejora de calidad

globales a largo plazo: por ejemplo, transformar el primer kilómetro de todas las salidas de media tensión rurales de líneas aéreas a cables subterráneos en EDF [Laternus 91].

En el método propuesto, una mejora de la fiabilidad de los elementos se modela mediante una reducción de la tasa de fallos de los elementos que componen la red. Al tener cada elemento su tasa de fallos asociado, es posible tener en cuenta una mejora de la fiabilidad selectiva de los elementos.

Mallado de las redes de distribución

El mallado de las redes también suele decidirse en la fase de planificación, pero en algunos casos puede quererse mallar más las redes debido a su fuerte impacto en la reducción de la indisponibilidad. No reduce el número de interrupciones, pero sí permite reducir de forma importante el impacto de las mismas en las distintas zonas de aislamiento de la red.

Combinadas con seccionadores manuales, las alimentaciones alternativas permiten anular para algunas zonas de aislamiento el tiempo de reparación de las faltas ocurridas en otras zonas de aislamiento del alimentador. El tiempo de reparación es el subtiempo que suele tener más importancia en la duración de cada interrupción. Se conseguiría por tanto una reducción importante del índice de sistema TIEPI. Si se automatiza la alimentación alternativa, y se combina con selectores en el alimentador, su impacto es mucho mayor. Se consigue incluso inmunizar por completo ciertas zonas de aislamiento automático del alimentador frente a faltas en las otras zonas. De esta forma, no sólo se consigue reducir la duración de las interrupciones para algunos elementos, sino que se consigue reducir el número de interrupciones largas. En este caso, se conseguiría también una reducción del índice NIEPI, además de que la reducción del TIEPI sería más pronunciada.

Normalmente, en zonas urbanas o de alta densidad, la red de distribución suele estar bastante mallada. El hecho de que existan muchas demandas en pequeñas extensiones de terreno permite que los distintos alimentadores puedan interconectarse fácilmente. Los beneficios que se obtienen desde el punto de vista de la fiabilidad compensan de sobra el pequeño coste adicional incurrido. En cambio, en las redes rurales, es difícil encontrar alimentaciones alternativas debido a la baja densidad de las redes. Resulta muy caro juntar dos alimentadores, y los beneficios obtenidos son escasos debido a las pocas cargas a las que se consigue mejorar el suministro. Las redes semiurbanas se sitúan en la frontera entre ambos casos, pudiendo resultar muy interesante el análisis coste/beneficio de este tipo de medidas en redes ya construidas.

En el método propuesto, es posible tener en cuenta el efecto de las conexiones alternativas, tanto de las ya existentes como de las nuevas que se quieran colocar. El algoritmo tiene en cuenta la posibilidad de realimentación de las zonas aisladas sin falta mediante las conexiones alternativas, y posibilita la eliminación selectiva de la indisponibilidad debida al subtiempo de reparación del elemento concreto averiado gracias a la división del tiempo propuesta.

Ampliación del personal de operación y mantenimiento, y ampliación y mejora de sus medios

Esta acción de mejora está orientada a reducir prácticamente todos los tiempos de búsqueda y reparación de las faltas. Si hay más personal y mejor equipado, llegarán más rápido al alimentador afectado (tiempo de acceso), recogerán más rápido la información de los equipos de señalización locales (tiempo de localización), recorrerán más rápido la zona de recorrido con falta (tiempo de recorrido), aislarán más rápido la zona de aislamiento con falta (tiempo de seccionamiento) y repararán más rápido el elemento averiado (tiempo de reparación). Como se puede ver, afecta a casi todos los aspectos del proceso de búsqueda y reparación de la falta, reduciendo por tanto la duración de todas las interrupciones, y consiguiendo una reducción de la indisponibilidad total de todos los elementos del alimentador. Se reduce por tanto el TIEPI.

La tasa de fallos de los elementos también se puede ver afectada, aunque en menor medida. Una mejor labor de mantenimiento puede llegar a disminuir las faltas debidas a factores como ramas de árboles, etc. De esta forma se conseguiría una reducción del número de interrupciones, y por tanto del NIEPI. Pero no es el efecto más directo y más notable.

Este tipo de inversión se puede justificar sobre todo cuando existen tiempos muertos de actuación en el proceso de búsqueda y reparación de las faltas. Estos tiempos muertos pueden ocurrir cuando hay más faltas que equipos de reparación en una zona de distribución. Antes de proceder a buscar y reparar una falta, tienen que acabar con la reparación de otra. En cuanto a los medios de que dispongan, existen unos

medios mínimos que pueden determinarse fácilmente, pero es difícil justificar el impacto sobre los tiempos de búsqueda y reparación de unos medios más importantes.

La división del tiempo de reparación propuesta permite modelar con precisión la disminución de la indisponibilidad debida a cada falta, incluso tener en cuenta los mejores medios: un coche todoterreno permitirá reducir el tiempo de recorrido y búsqueda de ciertos tramos y no de otros, etc.

Instalación de equipos de señalización

Estos equipos intentan reducir los tiempos de recorrido del alimentador en búsqueda de la falta. No inciden de ninguna forma en el número de interrupciones, sino que intentan reducir el tiempo de indisponibilidad. Mediante estos equipos, se consigue acotar al máximo la zona de recorrido en donde hay que buscar la falta. En algunos casos puede representar importantes ahorros de tiempo. Únicamente se consigue reducir el TIEPI, dejando el NIEPI igual que antes de instalarlos.

La instalación de estos equipos es especialmente adecuada en el caso de alimentadores largos y/o con velocidades de recorrido muy lentas. Puede ser el caso de alimentadores en zonas de muy baja densidad de cargas, o en zonas geográficas de difícil acceso, etc.

El método propuesto está especialmente diseñado para tener en cuenta este tipo de equipos, así como los de seccionamiento. Al dividir el tiempo de reparación en subtiempos, se consigue poder tener en cuenta los distintos aspectos de su instalación. Por un lado, incide en el tiempo de acceso, puesto que se intentará acceder a un punto del alimentador donde se tenga información sobre la posible localización de la falta. Por otro, permite tener en cuenta la reducción de la zona en la que se busca esa falta, y por tanto la reducción del tiempo de indisponibilidad.

Instalación de equipos de seccionamiento

Estos equipos permiten reducir la duración de las interrupciones para ciertos elementos del alimentador. En el caso de los equipos manuales (seccionadores), se consigue eliminar el tiempo de reparación de los elementos averiados para algunas zonas de aislamiento. En el caso de estar automatizados (selectores), consiguen eliminar los efectos de ciertas interrupciones en algunas zonas de aislamiento automático. Como ya se ha comentado antes, estos equipos pueden combinarse con alimentaciones alternativas, manuales o automáticas, para conseguir un impacto mucho mayor. En algunos casos, se consigue aislar totalmente distintas zonas del alimentador desde el punto de vista de fiabilidad: una falta en una zona no afecta a las otras, y viceversa.

La instalación de estos equipos es aconsejable en la mayoría de los alimentadores, ya sean urbanos, semiurbanos o rurales. Ya se instalan por defecto un número importante de seccionadores en todas las redes, atendiendo a criterios de fiabilidad. La instalación de equipos automáticos se está extendiendo poco a poco. [Mäkinen 90] considera óptima la instalación de uno o dos equipos por alimentador urbano, pero el coste de estos equipos así como las necesidades de calidad han evolucionado mucho en esta última década. En las zonas urbanas se justifica su instalación debido a la alta densidad de cargas así como al gran número de alimentaciones alternativas. En redes rurales se puede justificar debido a las altas tasas de fallos de los tramos, y las considerables reducciones en tiempo de indisponibilidad que se consiguen.

Como se ha dicho en el caso de equipos de señalización, el método propuesto se ha diseñado para poder tener en cuenta el efecto sobre la indisponibilidad de la instalación de estos equipos. La división del tiempo propuesta permite reducir selectivamente la parte del tiempo de reparación que ya no afecta a determinados elementos del alimentador. Se consigue tener en cuenta el efecto de los equipos en la indisponibilidad de cada elemento por separado del alimentador.

Automatización de la red de distribución

La automatización incluye parte de las acciones de mejora antes presentadas: instalar selectores, automatización de las alimentaciones alternativas, instalación de teleseñal y telemando, etc. Lo que se pretende con la automatización en cuanto a la mejora de la fiabilidad es que todas las acciones preliminares que suelen hacerse antes de proceder a reparar el elemento averiado se hagan automáticamente para reducir lo más posible la indisponibilidad. En una red automatizada, habrá zonas de aislamiento automático que estarán aisladas desde el punto de vista de fiabilidad de las demás zonas. La teleseñal permite encontrar más rápidamente el elemento averiado, reduciendo así la duración de la interrupción para los clientes afectados. En general, la automatización de las redes está cobrando cada vez más importancia.

El método propuesto permite tener en cuenta el efecto de la automatización en la reducción del tiempo de indisponibilidad. Un equipo de señalización disminuirá más la indisponibilidad si tiene teleseñal que si no la tiene, a través de los subtiempos de aviso y de localización. En general, la división del tiempo de reparación permite tener en cuenta con suficiente precisión el efecto de la automatización.

6. Conclusiones

En este capítulo, se ha presentado un método original para el cálculo predictivo de los índices de fiabilidad de un alimentador en el que se pueden modelar todas las acciones de mejora de la calidad. Para ellos se han presentado primero el modelo elegido de la red de distribución, discutiendo su estructura, los elementos que la componen y los índices básicos de continuidad que se quieren determinar. Se han revisado los distintos métodos matemáticos posibles de evaluación de la fiabilidad, así como los métodos aplicados generalmente al problema de la fiabilidad en las redes de distribución. Se ha elegido como el método más apropiado los procesos continuos de Markov combinados con la teoría de los sistemas serie y la utilización de técnicas aproximadas de duración y frecuencia.

Se han revisado las distintas acciones de mejora posibles y se ha extendido el método de evaluación de la fiabilidad elegido para poder tenerlas en cuenta de una forma más realista y precisa. Se propone una división del tiempo de reparación teniendo en cuenta el proceso típico seguido por las Distribuidoras para buscar, aislar y reparar los elementos averiados en los alimentadores radiales de distribución. Se ha presentado toda la formulación asociada para poder calcular los índices básicos de fiabilidad utilizando esta extensión, habiéndola formalizado mediante la utilización de matrices que recogen toda la información necesaria de los alimentadores. Gracias a este nuevo método, se ha podido analizar la influencia de los distintos parámetros de la red en los índices de fiabilidad del alimentador, así como el efecto de las distintas acciones de mejora y en qué situaciones son las más adecuadas.

Son aportaciones originales de esta tesis la extensión del método de evaluación de la fiabilidad mediante la división del tiempo de reparación, y toda la formulación de cálculo de los índices de fiabilidad. Se ha formalizado este cálculo mediante la expresión matricial de todos los parámetros de la red y así como el cálculo de todas las subindisponibilidades asociadas a cada subtiempo.

El método presentado permite realizar un análisis de fiabilidad sensible a cualquier acción de mejora que se quiera realizar, o dicho de otro modo, es sensible a cualquier inversión que la Distribuidora quiera plantear. La implantación informática de este método es sencilla y su ejecución suficientemente rápida para poder plantear realizar estudios comparativos de distintas opciones de inversión.

El siguiente paso es optimizar las inversiones desde un punto de vista coste/beneficio de todas las posibles inversiones. Mediante esta optimización se puede conseguir determinar la curva de costes de inversión frente a la mejora de calidad necesaria para calcular el NOC presentado en capítulos anteriores. También puede ser utilizado por la Distribuidora para optimizar sus inversiones en el nuevo entorno regulativo propuesto en esta tesis.

En el siguiente capítulo se aborda el problema de la optimización de las inversiones en mejora de la calidad, desde el punto de vista del Regulador y de las Distribuidoras.

CAPÍTULO 6

OPTIMIZACIÓN DE LAS INVERSIONES EN MEJORA DE LA CALIDAD

1. Introducción

En los capítulos anteriores, se ha presentado la calidad del servicio y los problemas asociados a la misma. Se ha propuesto una regulación de la calidad, con todos los desarrollos teóricos asociados. Se detectó la carencia una herramienta de análisis de la fiabilidad de las redes de distribución que permitiese determinar el Nivel Óptimo de Calidad (NOC). En el capítulo anterior, se ha presentado un algoritmo original de análisis de la fiabilidad de las redes de distribución que permite desarrollar herramientas de comparación de inversiones y su efecto en la calidad del servicio ofrecido.

Por otro lado, la regulación de calidad propuesta incide directamente en la remuneración global de las Distribuidoras. Es necesario por tanto desarrollar una herramienta que permita optimizar las inversiones para la mejora de la calidad de las Distribuidoras dentro del nuevo marco regulativo de incentivos/penalizaciones según el nivel de calidad ofrecido.

En este capítulo se presentan las herramientas desarrolladas en esta tesis que, utilizando el algoritmo de análisis de fiabilidad desarrollado en el capítulo anterior, permite al Regulador establecer los parámetros económicos del nuevo marco regulativo y a las Distribuidoras optimizar sus inversiones en mejora de la calidad en ese nuevo marco.

En primer lugar se describen las distintas funciones objetivo que se pueden plantear dependiendo de la finalidad perseguida. Primero se describe la función objetivo utilizada para maximizar la mejora de la calidad con unas inversiones prefijadas. La optimización de esta función objetivo permitirá trazar la curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de las Distribuidoras (apartado 4.2 del capítulo 4). En segundo lugar, se describe la función objetivo propuesta para intentar determinar el NOC desde un punto de vista social minimizando el Coste Social Neto (CSN). Por último, se presenta una función objetivo que pueden utilizar las Distribuidoras para maximizar su beneficio empresarial en el nuevo marco regulativo.

A continuación, se describirán los métodos de optimización desarrollados para maximizar o minimizar según el caso cada función objetivo. Se han utilizado métodos de búsqueda directa local mediante heurísticos para encontrar el óptimo.

Por último, se presentan una curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora, así como el NOC de un alimentador concreto, resultados ejemplo obtenidos mediante los métodos de optimización aquí presentados.

2. Funciones objetivo

Según lo que se quiera optimizar, y quién lo quiera optimizar, es necesario definir distintas funciones objetivo. Por un lado está el Regulador que quiere una herramienta que le permita definir la curva de costes de inversión de las Distribuidoras frente a la mejora de la calidad, o bien una herramienta que le permita determinar el NOC teniendo en cuenta los costes de los clientes y los costes de las Distribuidoras. Por otro, están las Distribuidoras que quieren optimizar sus inversiones en mejora de la calidad dentro del nuevo marco regulativo establecido. Si la regulación ha sido bien desarrollada, la optimización de las inversiones de las Distribuidoras en el nuevo marco regulativo debería aconsejar invertir hasta alcanzar el NOC, con lo que las optimizaciones planteadas acabarían dando el mismo resultado. Este planteamiento teórico es el mismo que se establece en [Carrillo 95-b] para una regulación global de la distribución que incluye también la consideración de las pérdidas. A continuación se presentan las distintas funciones objetivo que se deben minimizar o maximizar para optimizar el nivel de calidad de la red de distribución. En la figura 6.1, puede verse un resumen gráfico de estas funciones objetivo, quién las utiliza, y qué resultado obtiene.

2.1. Maximizar la calidad

Una de las dificultades para determinar el NOC es la determinación de la curva de costes de inversión en función de la mejora de calidad obtenida. En el apartado 4.2 del capítulo 4, se trata este problema y se propone como paso intermedio el cálculo de la curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de las Distribuidoras. En ese mismo apartado se presenta un ejemplo simplificado de cálculo de la curva de reducción del índice TIEPI en función de la instalación de equipos selectores, una de las

variables de decisión. Para ello se evaluaba la reducción de TIEPI sobre varias configuraciones de un alimentador tipo, para cada número de equipos selectores instalados. Para evaluar esa reducción, se hacía una serie de simplificaciones: se suponía que la tasa de fallos por unidad de longitud era la misma en todo el alimentador, que la potencia instalada estaba uniformemente repartida en el alimentador, que los selectores que se instalasen podían dividir el alimentador en zonas de igual longitud, y todas las faltas tenían el mismo tiempo de reposición. Con todas estas simplificaciones, era muy sencillo calcular la reducción máxima de TIEPI, teniendo en cuenta que además únicamente se utilizó la instalación de equipos selectores como variable de decisión. La colocación óptima de estos equipos resultaba evidente.

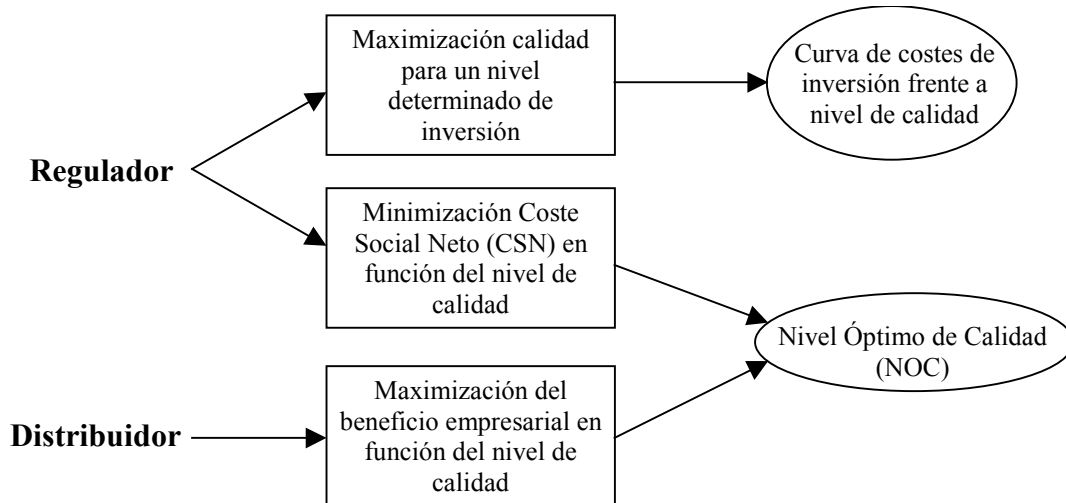


Figura 6.1 Funciones objetivo y resultados obtenidos.

Si se quiere obtener un resultado más realista, no se pueden hacer todas estas simplificaciones. Es necesario analizar alimentadores tipo realistas con características que puedan asociarse a un alimentador real: reparto de la potencia instalada no uniforme, tasa de fallos distinta según el tramo del alimentador y estructura que no siempre permite dividir el alimentador en zonas con igual número de kilómetros de línea, o igual tasa de fallos. Es necesario tener en cuenta no sólo la instalación de equipos selectores, sino también la de otros equipos. Todas estas condiciones hacen que el cálculo de la reducción del TIEPI no puede hacerse de la forma simplificada ya presentada.

Para tener en cuenta todas las posibilidades, sería necesario disponer de un conjunto de alimentadores tipo representativos del tipo de zona que se quiere estudiar, o incluso de los alimentadores reales existentes en esa zona. Sobre este conjunto de alimentadores, habría que determinar cuál es la mejora máxima de calidad que se puede obtener con cada incremento de inversiones. Es decir, sería necesaria una herramienta que determinase para cada nivel de inversión, cuáles son las decisiones que deben tomar las Distribuidoras para conseguir un incremento de calidad máximo.

En vez de dejar libre la elección de las medidas de mejora, se propone fijar las medidas de mejora que se quieren considerar. De esta forma se define completamente el eje de abscisas de la curva formado por las variables de decisión de la Distribuidora. Para cada elemento del eje de abscisas compuesto por una o varias medidas de mejora, se optimiza su utilización para maximizar la mejora de calidad. Optimizar la utilización de una medida de mejora se refiere a, por ejemplo, determinar dónde se coloca un equipo selector, o determinar qué tramo de línea se renueva, etc. De esta forma, se consigue trazar la curva de mejora de la calidad en función de unas variables de decisión de las Distribuidoras prefijadas, que tienen asociadas un coste determinado. En vez de considerar únicamente la instalación de equipos selectores como en el ejemplo simplificado ya descrito, deben poder considerarse la instalación de equipos de señalización, seccionadores, o cualquier medida de mejora de la calidad.

En este caso, la función objetivo de esta optimización sería únicamente la mejora de la calidad. Puede considerarse como medida de esa mejora de la calidad la evolución de un índice concreto (por ejemplo el TIEPI), o de un conjunto de ellos (TIEPI y NIEPI). En el caso de tener un conjunto de índices, se puede plantear una optimización multi-atributo [Cuadra 90], o la utilización de una función VEC que tenga en cuenta el distinto peso de cada índice. Dependiendo de los índices de calidad elegidos, las distintas funciones objetivo a minimizar pueden ser:

1. $f_o = \text{TIEPI}(\text{variables independientes})$
2. $f_o = \text{NIEPI}(\text{variables independientes})$

3. $f_0 = \text{VEC}(\text{TIEPI}, \text{NIEPI})$

Las variables independientes que determinan el valor de los índices de calidad y, por tanto, también de la función VEC, son la utilización de las medidas de mejora determinadas. En el caso de considerar únicamente la instalación de equipos de señalización y seccionamiento, las variables independientes son su colocación en los alimentadores considerados.

Más adelante, en el apartado 3.1 de este mismo capítulo, se presenta un método de optimización de la colocación de equipos de señalización y seccionamiento en un solo alimentador, que utiliza la función objetivo número 3. Para determinar el valor de los índices de calidad, utiliza el algoritmo de fiabilidad desarrollado en esta tesis y presentado en el capítulo 5. Para poder determinar la curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de las Distribuidoras, es necesario aplicar ese método de optimización para distintas posibilidades de instalación de equipos (tantas como puntos de la curva se quieran obtener), y a un conjunto de alimentadores representativos de la zona en la que se quiere analizar. Se hará una media de la mejora de calidad obtenida en todos los alimentadores estudiados, para cada conjunto de medidas de mejora determinadas: en este caso concreto, para cada conjunto de equipos de señalización y seccionamiento para los cuales se quiere determinar la mejora de calidad. En el apartado 4.1 de este mismo capítulo, se desarrolla un ejemplo simplificado de curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora.

2.2. Minimizar el CSN

En vez de intentar trazar la curva de costes de inversión de las Distribuidoras en función del nivel de calidad, se puede intentar minimizar directamente el Coste Social Neto (CSN). El nivel de calidad que se obtendría en el punto de mínimo CSN corresponde al Nivel Óptimo de Calidad (NOC). Para poder llevar a cabo esta minimización, es necesario definir una función objetivo que englobe tanto los costes de inversión de la Distribuidora como los costes de los clientes debido a la falta de calidad.

En el apartado 4.1 del capítulo 4 se describen las funciones VEC (Valoración Económica de la Continuidad) que permiten medir el coste que les supone a los clientes la falta de continuidad en el suministro. Estas funciones VEC dependen del valor de los índices de continuidad de la red, que se pueden calcular mediante el algoritmo de fiabilidad presentado en el capítulo 5. El segundo término a incluir es el coste de las inversiones que realiza la Distribuidora. Es muy complicado evaluar todas las inversiones realizadas hasta la fecha. Por ello, se propone en esta tesis considerar únicamente el impacto de las nuevas inversiones en mejora de la calidad sobre la disminución de la función VEC. Este planteamiento es válido siempre que el nivel de calidad sea peor que el NOC.

Es necesario analizar los beneficios obtenidos debidos a la inversión a lo largo de toda la vida útil de la inversión. Para ello, se propone utilizar la función económica del Valor Actual Neto [Pérez-Carballo 81]. Esta función es la suma de todos los flujos de caja generados por una inversión a lo largo del periodo de amortización de la misma. Los ingresos se consideran flujos positivos, y los gastos flujos negativos. El flujo de carga de cada año se actualiza mediante una tasa de actualización para calcular su valor en el momento presente. La fórmula es la siguiente:

$$\text{VAN} = \sum_{i=0}^N \frac{\text{FC}_i}{(1+k)^i} \quad (6.1)$$

donde

FC_i : flujo de caja del año i .

k : tasa de actualización.

N : número de años de amortización de la inversión.

Únicamente se realizará una inversión si da lugar a un valor positivo del VAN. El flujo de caja generado por una inversión en mejora de la calidad puede medirse como sigue:

$$\text{FC}_i = -I_i + (\text{VEC}_i^{\text{Ref}} - \text{VEC}_i) + (\text{COM}_i^{\text{Ref}} - \text{COM}_i) \quad (6.2)$$

donde

FC_i : flujo de caja del año i .

VEC_i : Valoración Económica de la Continuidad obtenida en el año i habiendo realizado la inversión.

VEC_i^{Ref} :

Valoración Económica de la Continuidad obtenida en el año i sin inversión.

COM_i : Costes de Operación y Mantenimiento en el año i habiendo realizado la inversión.

COM_i^{Ref} :

Costes de Operación y Mantenimiento en el año i sin inversión.

I_i : Inversión realizada en el año i . Generalmente, se suele asignar la inversión al primer año, siendo igual a cero en los siguientes. También se puede considerar como inversión la amortización de la inversión, lo que reparte la inversión a lo largo de los años de vida útil de la inversión.

Si se utiliza una función VEC que refleje adecuadamente los costes de los clientes, el VAN será negativo únicamente si el nivel de calidad que se vaya a obtener con la inversión supera el NOC. El problema que se quiere resolver aquí no es si una inversión concreta es rentable, sino cuál es la inversión óptima. El objetivo último es minimizar el CSN: esto se consigue maximizando la rentabilidad de las inversiones en términos de reducción de costes para los clientes. Si se utiliza el VAN para medir la rentabilidad de la inversión, debe elegirse las inversiones que maximicen el VAN. El nivel de calidad obtenido gracias a las inversiones que maximizan el VAN es el NOC. Es necesario por tanto desarrollar una herramienta que encuentre las inversiones que maximizan el VAN de entre todas las posibles. La función objetivo que debe optimizar la herramienta es por tanto:

1. $f_o = \text{VAN}(\text{inversiones posibles})$

Las variables independientes del proceso de optimización son todas las inversiones en mejora de la calidad posibles. No se trata de elegir qué medida de mejora es la más rentable, sino qué combinación de ellas, aplicadas a qué elementos permite maximizar la función objetivo. En el apartado 3.2 de este mismo capítulo se presenta un método de optimización que considera como posibles inversiones la instalación de cualquier tipo y número de equipos de señalización y seccionamiento en un alimentador. En ese caso, la función objetivo utilizada es la siguiente:

2. $f_o = \text{VAN}(\text{tipos de equipo a instalar, número de equipos a instalar de cada tipo, colocación en el alimentador de cada uno de ellos})$

Esta función objetivo tiene únicamente un subconjunto de todas las inversiones posibles. A pesar de ello, el número de variables independientes a optimizar es a su vez variable, ya que la colocación de cada equipo depende del número de ellos que se elijan, etc. El método presentado optimiza por tanto la instalación de equipos de señalización y seccionamiento en un alimentador. Una vez fijadas estas variables independientes, puede calcularse el nivel de calidad obtenido mediante el algoritmo de análisis de fiabilidad presentado en el capítulo 5, calcular la función VEC dependiente de esos niveles de calidad y, finalmente, obtener el VAN de la inversión. Si se quiere obtener el nivel de inversión óptima en una red de distribución de una zona, así como el NOC de esa zona, es necesario repetir la optimización para un conjunto de alimentadores representativos de la zona estudiada. Estos alimentadores pueden ser alimentadores tipo, o una selección de alimentadores reales. A efectos regulativos, se puede incluso considerar el estudio de alimentadores modelo creados por una herramienta para el cálculo de la remuneración anual de las Distribuidoras, tal y como se está proponiendo en los borradores de reglamento de la Distribución de la nueva Ley del Sector Eléctrico en España [BOE 97]. Una vez se disponga de los resultados para cada alimentador, será necesario realizar el cálculo de la inversión total, así como agregar los índices de calidad obtenidos para determinar el NOC zonal.

2.3. Maximizar el beneficio empresarial

En los dos subapartados anteriores se han descrito las funciones objetivo que el Regulador querrá optimizar para determinar la curva de mejora de la calidad en función de las inversiones de la Distribuidora, o el nivel óptimo de calidad. En este subapartado se describe la función objetivo que las Distribuidoras utilizarán para optimizar sus inversiones en mejora de la calidad en el nuevo entorno regulativo.

El objetivo de las Distribuidoras es sacar la máxima rentabilidad de sus inversiones. Deberán por tanto utilizar también como función objetivo el VAN de las inversiones en mejora de la calidad. Las inversiones que consigan maximizar el VAN son las que deben llevarse a cabo. Pero la definición del flujo de caja FC_i generado por la inversión y utilizado para el cálculo del VAN según la ecuación (6.1) difiere del presentado en la ecuación (6.2). El Regulador considera como un ingreso la disminución de la función VEC ya que mejora el coste social neto de la calidad. Hasta ahora, el valor que le otorgaban las Distribuidoras a la mejora de la calidad era el lucro cesante (ventas no realizadas de energía) al que había que añadir cuestiones asociadas a la imagen de las compañías frente al Regulador y sus clientes. En la nueva regulación propuesta, la mejora de calidad tiene un valor económico claro y preciso, y corresponde a los incentivos/penalizaciones asociados al nivel de calidad ofrecido. El flujo de caja anual FC_i quedaría por tanto:

$$FC_i = -I_i + (\text{Incen}_i - \text{Incen}_i^{\text{Ref}}) + (\text{COM}_i^{\text{Ref}} - \text{COM}_i) \quad (6.3)$$

donde

FC_i : flujo de caja del año i .

Incen_i : Incentivos correspondientes al nivel de calidad obtenido en el año i habiendo realizado la inversión. Si son penalizaciones, su valor será negativo.

$\text{Incen}_i^{\text{Ref}}$: Incentivos correspondientes al nivel de calidad obtenido en el año i sin inversión. Si son penalizaciones, su valor será negativo.

COM_i : Costes de Operación y Mantenimiento en el año i habiendo realizado la inversión.

$\text{COM}_i^{\text{Ref}}$: Costes de Operación y Mantenimiento en el año i sin inversión.

I_i : Inversión realizada en el año i .

Una vez cambiada la fórmula del flujo de caja anual para tener en cuenta los ingresos reales de la Distribuidora, el cálculo del VAN es idéntico al del punto anterior. Las funciones objetivo posibles serían por tanto las equivalentes:

1. $f_0 = \text{VAN}(\text{inversiones posibles})$
2. $f_0 = \text{VAN}(\text{tipos de equipo a instalar, número de equipos a instalar de cada tipo, colocación en el alimentador de cada uno de ellos})$

La primera función objetivo tiene como variables independientes la elección de cualquier inversión posible en mejora de la calidad, mientras que la segunda únicamente considera la colocación de cualquier número de cualquier tipo de equipos de señalización y seccionamiento. Si los incentivos que reciben las Distribuidoras se calculan según el método propuesto en el capítulo 4 basado en índices de sistema, la maximización del VAN corresponde con el mismo nivel de calidad que se obtendría maximizando el VAN del subapartado anterior. Este nivel de calidad es el NOC del tipo de zona en la que está el alimentador analizado.

El método de optimización es por tanto el mismo en los dos casos. Una vez fijadas las variables independientes, puede calcularse el nivel de calidad obtenido mediante el algoritmo del capítulo 5, calcular los incentivos percibidos por la Distribuidora debido a ese nivel de calidad, y determinar el valor del VAN conociendo el coste de las medidas de mejora propuestas. Por supuesto, en este caso, los alimentadores analizados son alimentadores reales en los que se quiere analizar la estrategia óptima de

inversión. La Distribuidora tampoco tiene que llevar a cabo ninguna labor de agregación de resultados entre los distintos alimentadores analizados. Cada alimentador es independiente de los demás, con su propio peso en los incentivos totales de la Distribuidora.

3. Técnicas de optimización

A continuación se presentan las técnicas de optimización utilizadas para minimizar o maximizar las funciones objetivo presentadas en el apartado anterior. Se presentan dos métodos distintos: el primero está orientado a resolver el problema de la maximización de la calidad, optimizando la colocación de unos equipos concretos de señalización y seccionamiento (es decir, minimizar la función objetivo del apartado 2.1 anterior); el segundo es útil para optimizar la elección de qué tipos de equipo colocar, cuántos de cada tipo, y dónde. De esta forma, se consigue maximizar las funciones objetivo de los apartados 2.2 y 2.3 anteriores.

En la literatura técnica, se han descrito distintos métodos de optimización de la colocación de equipos seccionadores o señalizadores [Wang 98, Soudi 98, Brown 97-a, Billinton 96-b, Levitin 94, Miranda 91, Miranda 83], pero no suelen considerar la optimización simultánea de ambos en un mismo alimentador. En algunos casos, se optimiza también el tipo de equipo seccionador a instalar, considerando seccionalizadores, reconectores, fusibles, etc. Debido a que la calidad cambia de forma discreta, no lineal y con muy mal comportamiento local con la instalación de estos equipos, generalmente se han utilizado métodos de optimización no clásicos (entiéndase por clásicos los métodos de optimización matemáticos de optimización lineal y no lineal). [Wang 98] utiliza un método de búsqueda directa combinada con la técnica de búsqueda por bisección del espacio explorado (*bisection search technique*). [Soudi 98] utiliza la programación binaria. En [Billinton 96-b] se utiliza la técnica de recocido simulado (*simulated annealing*). [Brown 97-a] propone un híbrido de algoritmos genéticos y programación entera (*integer programming*). [Levitin 94] propone utilizar algoritmos genéticos. [Miranda 91] utiliza técnicas de conjuntos borrosos (*fuzzy sets*) para definir la calidad obtenida y optimiza la colocación de equipos seccionadores utilizando una combinación de heurístico con optimización entera no lineal con restricciones lineales. En [Miranda 83], se propone un algoritmo de colocación óptima de seccionadores basado en un método analítico.

En esta tesis se han elegido dos métodos originales de búsqueda directa mediante heurísticos que permiten optimizar conjuntamente la elección del número de cualquier tipo de equipo de seccionamiento y de señalización.

3.1. Colocación óptima de equipos

Teniendo fijados los equipos de señalización y seccionamiento que se quieren instalar en un alimentador, es necesario optimizar su colocación de forma que se maximice la mejora de calidad obtenida. Para medir la mejora de calidad, se utiliza una función VEC que pondera el peso de dos índices de continuidad del sistema: el TIEPI y el NIEPI. El valor de estos índices de continuidad se obtienen mediante el algoritmo de análisis de fiabilidad presentado en el capítulo 5. Este algoritmo está especialmente diseñado para ser sensible a la instalación de equipos de señalización y seccionamiento en un alimentador de MT.

La función objetivo es discreta, no lineal y con un comportamiento local malo. Por ello se ha optado por métodos de búsqueda directa mediante heurísticos. Estos algoritmos permiten tratar funciones con muy mal funcionamiento general. Una ventaja importante es que las restricciones que puedan aparecer, en lugar de complicar el problema de optimización, permiten reducir el espacio de búsqueda de soluciones, reduciendo por tanto el tiempo de búsqueda.

La desventaja de este tipo de métodos es que no garantizan que la solución encontrada sea la óptima. La existencia de un óptimo global y su evaluación no es crítica para el tipo de aplicación que se persigue, ya que la naturaleza del problema contiene suficientes aproximaciones (tasa de fallos, carga, etc.) como para que una buena solución próxima al óptimo sea suficiente como criterio de selección.

El esquema general del algoritmo de optimización propuesto es el siguiente: se parte de una solución completa inicial con todos los equipos cuya colocación debe optimizarse instalados en la red. A partir de la solución inicial, se mueven los equipos por turno, permitiendo un solo movimiento elemental a cada equipo en cada turno. Un movimiento elemental se define como un cambio de una posición a otra adyacente según un criterio de localidad definido más adelante. En cada paso, el equipo a mover prueba exhaustivamente todas las posiciones adyacentes. Este proceso se realiza iterativamente, hasta que ningún equipo se ha movido en un turno completo. El proceso descrito presentado de forma esquemática que como sigue:

1. Generar una solución inicial
2. Establecer un orden de los equipos instalados y, con el primer equipo:
 - a) Probar todas las posiciones adyacentes a la actual posición del equipo.
 - b) Comparar las distintas soluciones obtenidas mediante la función objetivo (función VEC).
 - c) Conservar la mejor de todas las soluciones (incluida la original) y desechar las demás.
 - d) Almacenar el hecho de si el equipo ha cambiado de posición, o si se ha mantenido en la posición original (no había ninguna posición adyacente que mejorase la función VEC).
3. Pasar al siguiente equipo
 - a) Realizar los pasos del punto 2 con este equipo.
 - b) En el caso de haber realizado ya un ciclo completo (intentado mover todos los equipos instalados), verificar si se ha movido al menos uno de los equipos.
 - NO se ha movido ningún equipo: la búsqueda de la colocación óptima se ha acabado.
 - SÍ se ha movido alguno de los equipos en el último ciclo: se vuelve a empezar el punto 3 con el siguiente equipo.

Este mismo algoritmo se presenta de forma gráfica en la figura 6.2, utilizando el lenguaje de especificación y diseño de algoritmos Ana [Cuadra 90].

Este método puede definirse como un método de búsqueda directa local tipo miope (tipo *greedy*) de orden 1. Es un método de búsqueda directa ya que no se basa en ninguna propiedad de la función objetivo para moverse hacia la solución óptima; local, ya que los equipos se mueven según un criterio de localidad topológica de la red; miope de orden 1, ya que en cada paso se queda únicamente con la mejor solución de todas las probadas.

Inicialización

En las optimizaciones de búsqueda directa local, la solución inicial suele tener mucha importancia para conseguir llegar al óptimo global y no quedarse en un óptimo local. Se barajaron las siguientes posibilidades para generar la solución inicial del algoritmo propuesto:

- Colocación de los equipos en la cabecera del alimentador.
- Colocación aleatoria de los equipos.
- Colocar los equipos de forma que dividiesen el alimentador en zonas con tasas de fallos similares.
- Utilizar varias soluciones iniciales generadas con los métodos anteriores, y desarrollar el algoritmo con cada una de ellas por separado.

El primer método de colocación de los equipos en la cabecera del alimentador ha resultado el más sencillo, y únicamente en casos aislados se han detectado problemas para alcanzar el óptimo global. El criterio de localidad expuesto a continuación ha ayudado mucho a evitar los mínimos locales.

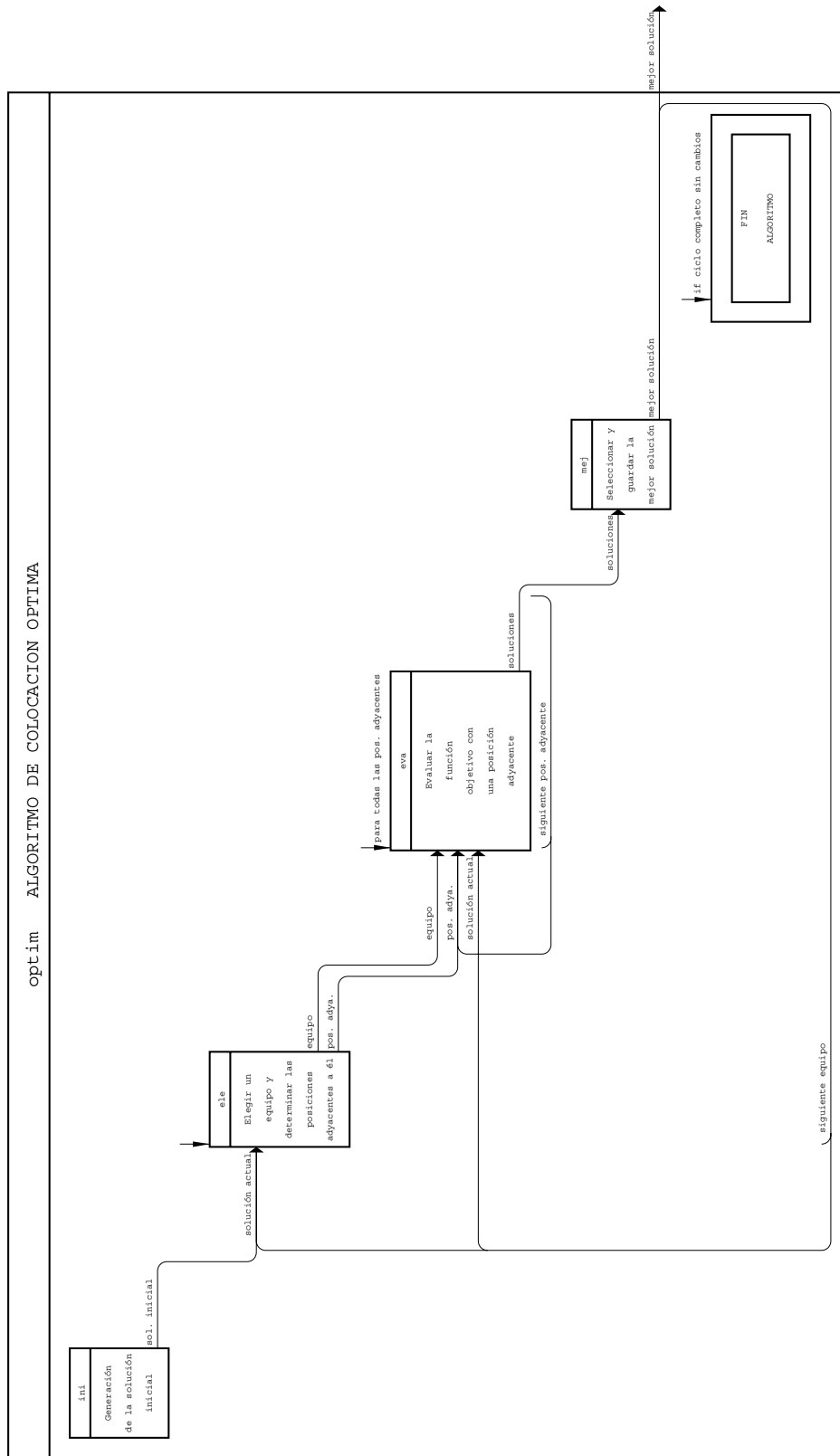


Figura 6.2 Algoritmo de optimización de colocación de equipos en un alimentador (diagrama Ana).

Criterio de localidad

El espacio de soluciones está constituido por todas las combinaciones de posiciones de los equipos a instalar. En un alimentador con varios kilómetros de líneas, y numerosas ramificaciones, puede haber hasta 50 posibles posiciones donde colocar algún equipo. Este espacio de soluciones es difícilmente representable. Si se considera únicamente el espacio de soluciones parcial de cada paso, en donde hay que mover un solo equipo, éste se reduce a todas las posibles posiciones de un equipo en el alimentador.

Generalmente, en una búsqueda local, se pasa de una posible solución a otra contigua en el espacio de soluciones. En este caso, una solución contigua sería cambiar un equipo a una posición adyacente a la que está en esa solución. Debido a la naturaleza del problema, es difícil representar las posibles posiciones de un equipo en un alimentador de forma que tengan dos posiciones colocadas cerca en el espacio de soluciones estén cerca en el alimentador. Por ejemplo, si se numeran todas las posiciones, y se colocan en un eje, dos posiciones contiguas en ese eje no tienen por qué ser adyacentes en el alimentador. La solución puede cambiar radicalmente con el cambio de una posición a otra. Es necesario definir un criterio de localidad para poder pasar de una solución a otra sin modificar completamente la solución obtenida.

Se ha optado por un criterio de localidad topológica en el alimentador: una posición es adyacente a otra cuando se puede pasar de la una a la otra siguiendo el alimentador sin tener que pasar por ninguna otra posición posible. Además, si en ese camino no se ha pasado por ninguna carga, las posiciones adyacentes a esa nueva posición también se consideran adyacentes a la primera posición. Se ha comprobado que esta extensión es útil para evitar mínimos locales, aunque obliga a evaluar más posiciones en cada paso. A las posiciones directamente conectadas con la posición inicial, se las denomina posiciones adyacentes directas. Al resto de posiciones consideradas adyacentes según el segundo criterio presentado, se las denomina posiciones adyacentes extendidas.

En la figura 6.3 puede verse un ejemplo de posiciones adyacentes. En el alimentador de la figura, se considera que se puede colocar un equipo antes y después de cualquier bifurcación, y antes y después de cualquier centro de transformación (carga). En la figura se indica la posición actual de un equipo, y se han marcado diferentemente las posiciones adyacentes directas a esa posición, y las posiciones adyacentes extendidas.

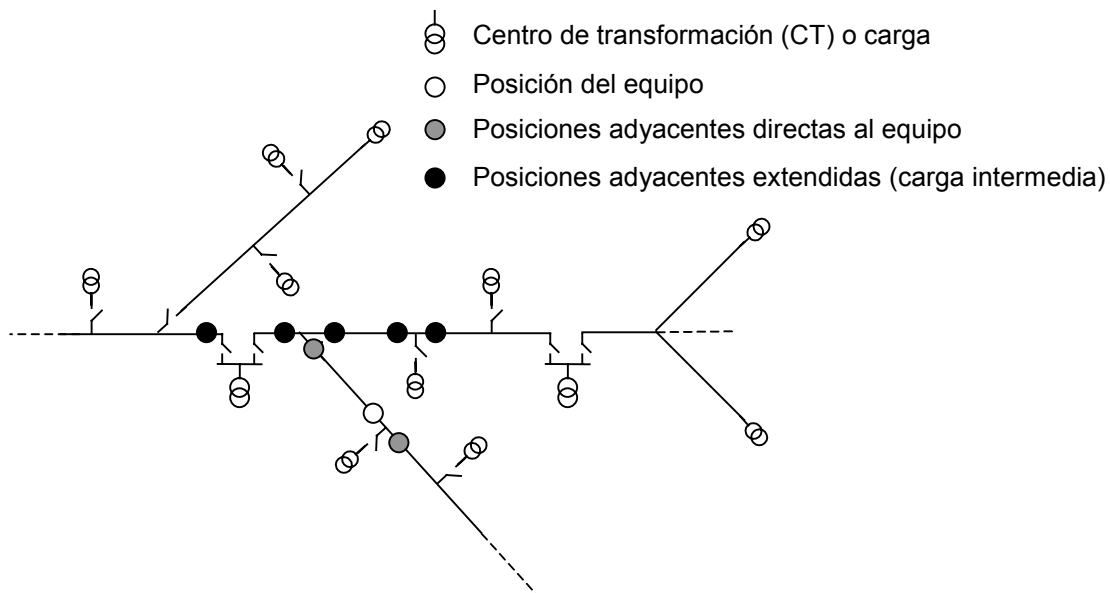


Figura 6.3 Posiciones adyacentes a un equipo según el criterio de localidad definido.

Resultados

Con este algoritmo, se han obtenido resultados muy satisfactorios, sobre todo por la rapidez de ejecución. Utilizando la opción de inicialización de colocar todos los equipos en la cabecera del alimentador, y con la definición de localidad presentada en el párrafo anterior, se ha conseguido obtener el óptimo evaluando muy pocas de las posibles soluciones. Se ha comprobado que, a pesar de que los posibles soluciones crecen exponencialmente con el número de equipos colocados y el número de posibles posiciones, el

algoritmo presentado crece linealmente, incluso con tendencia a saturarse. En la tabla 6.1, se presentan las posibles soluciones de un alimentador con 41 posibles posiciones de equipos y el número de evaluaciones que han hecho falta realizar para colocar óptimamente los equipos. El número de evaluaciones indicado sirve únicamente para guía, ya que dependerá de las características del alimentador analizado en cada caso.

Tabla 6.1 Número de soluciones posibles en un alimentador con 41 posiciones donde colocar equipos, y número aproximado de evaluaciones necesarias para alcanzar el óptimo.

Equipos iguales a instalar	Soluciones posibles	Evaluaciones necesarias
1	41	~55
2	820	~80
3	10.660	~90

La razón por la cual hay más evaluaciones que soluciones posibles en el caso de un único equipo es debido a que para cada paso, se calculan todas las posiciones adyacentes, sin recordar si ya se había probado antes cualquiera de ellas. Si el equipo se mueve a lo largo del alimentador, y no cambia nada más (no se mueve ningún otro equipo entre cada movimiento), inevitablemente evaluará más de una vez algunas soluciones. En cuanto se pasa a 2 equipos, sólo evalúa del orden del 10% de las soluciones posibles si los equipos son iguales. En caso de ser distintos, las soluciones posibles serían 1.600 (permutaciones en vez de combinaciones). La diferencia entre las soluciones posibles y el número de evaluaciones se hace cada vez mayor. En el caso de 3 equipos, si se consideran diferentes, las soluciones posibles son 65.000. Para ilustrar el crecimiento moderado de las evaluaciones necesarias, se probó con 12 equipos, de 4 tipos distintos, tomados de 3 en 3. El número de soluciones posibles es de aproximadamente $1,3 \cdot 10^{16}$ y se realizaron 539 evaluaciones para determinar el óptimo.

Como ya se comentó anteriormente, este método no garantiza alcanzar el óptimo, aunque las soluciones alcanzadas han resultado ser muy buenas: para verificar los resultados, se ha utilizado un método de búsqueda exhaustiva (cuando ha sido posible), y han coincidido o casi prácticamente siempre, salvo en unos pocos casos debido seguramente a problemas de inicialización de la búsqueda.

3.2. Inversión óptima

En este segundo algoritmo, antes de optimizar la colocación de los equipos, es necesario optimizar el tipo de los equipos a instalar, y el número de equipos de cada tipo. La complejidad del proceso de optimización crece considerablemente. Ahora, el número de variables independientes del proceso es variable, y la función objetivo sigue siendo discreta, no lineal y con un mal comportamiento local. El espacio de soluciones crece exponencialmente a medida que se considera la posibilidad de instalar más equipos.

Se ha optado por realizar una búsqueda exhaustiva en un espacio de soluciones reducido que incluye el óptimo o al menos una buena solución. Como ya se dijo anteriormente, una solución próxima al óptimo es suficientemente buena para este tipo de aplicación, ya que se han realizado suficientes aproximaciones en su modelado. Para la selección del espacio de búsqueda, se utilizan los siguientes heurísticos:

- Se considera que en un alimentador no se instalarán selectores teleseñalizados y sin teleseñalizar al mismo tiempo (ver apartado 4.1 del capítulo 5). Se considera que la opción de instalar teleseñalización es global para todo el alimentador, ya que tiene un coste fijo inicial importante, y uno variable en función de los equipos teleseñalizados mucho menor. Esta elección implica dividir en dos el espacio de búsqueda: por un lado con teleseñalización y, por otro, sin teleseñalización. Por supuesto, esta elección únicamente se plantea en caso de alimentadores aéreos. Los cables subterráneos siempre necesitarán interruptores con telemando, para evitar reconexiones.
- Se limita el número de equipos de cada tipo que se pueden instalar. Esta opción no tiene por qué limitar en ningún caso alcanzar el óptimo global, siempre que se dejen instalar suficientes equipos. Un número razonable de equipos a instalar son 3 de cada tipo. Generalmente, en un mismo

alimentador, suele considerarse razonable la instalación de uno o dos selectores [Mäkinen 90]. Los señalizadores, a pesar de ser más baratos, tienen un efecto menor en la mejora de la calidad, por lo que tampoco suelen ponerse muchos. Ya existe un gran número de seccionadores instalados debido a las normas técnicas de planificación, con lo que sólo pueden considerarse refuerzos puntuales con este tipo de equipos.

- Se puede limitar la inversión total en equipos. Esta opción es válida en el caso de ser las Distribuidoras las que están optimizando sus inversiones. En este caso, pueden tener un presupuesto máximo anual para mejora de la calidad.
- Se divide la optimización por etapas, en cada una de las cuales se optimiza el número y la colocación de un tipo de equipo. Para garantizar acercarse lo más posible al óptimo, se ordenan los tipos de equipo según su coste y efecto sobre la calidad. El orden elegido es

Selectores o teleselectores

Teleseñalizadores (para la rama de teleselectores)

Señalizadores

Seccionadores

De esta forma se consigue reducir considerablemente el espacio de búsqueda. Primero se optimiza el número y colocación de los selectores o teleselectores. Esta optimización se realiza mediante una búsqueda exhaustiva de todas las posibilidades. Se selecciona la mejor solución encontrada, y sobre esa solución intermedia, se optimiza el número y la colocación de los equipos señalizadores o teleseñalizadores con una búsqueda exhaustiva. Y así sucesivamente hasta optimizar todos los tipos de equipos.

Esta estrategia de búsqueda se puede considerar como un algoritmo de tipo miope (*greedy*) de orden 1 desdoblado, con búsqueda exhaustiva en cada etapa de la búsqueda. Este algoritmo queda ilustrado gráficamente en la figura 6.4.

Resultados

Este algoritmo permite optimizar las dos funciones objetivo asociadas a los problemas de minimización del CSN (Regulador) y de maximización de los beneficios empresariales (Distribuidora). El algoritmo se comporta bastante bien, aunque el número de evaluaciones que debe hacer crece muy rápidamente con el número de equipos que se permite instalar. Con 3 equipos de un mismo tipo, en el mismo alimentador con 41 posiciones posibles de equipos, el número de evaluaciones necesarias es de alrededor de 11.000. Si se deja instalar 4 tipos distintos de equipos (rama de búsqueda con teleseñalización), con hasta 3 equipos de cada tipo, son necesarias 44.000 evaluaciones. El algoritmo de evaluación es muy rápido, y puede completarse la optimización en unos pocos minutos en un buen ordenador PC compatible. Pero aumentar el número de equipos de cada tipo se hace rápidamente inviable (4 equipos de cada tipo implican ~400.000 evaluaciones, y 5 de cada son ~3 millones).

Este algoritmo tampoco garantiza el óptimo global, ya que el espacio de búsqueda se restringe mucho. Al fijar los (tele)selectores en el primer paso, se impide optimizar conjuntamente su posición junto con el de los (tele)señalizadores, y más tarde los seccionadores.

Mejoras en el algoritmo

Para mejorar el proceso de optimización, controlar el crecimiento de las evaluaciones necesarias, y no restringir a priori el espacio de soluciones, sería posible elaborar un algoritmo combinación de los presentados.

El nuevo algoritmo se estructuraría con un proceso maestro que decide qué tipo de equipos y cuántos, y llamaría a un proceso esclavo que optimizaría la colocación de los equipos seleccionados. El proceso maestro podría utilizar técnicas de búsqueda en árbol, realizando la poda de las ramas que vayan surgiendo [Cuadra 90] mediante heurísticos similares a los utilizados en el segundo método de optimización. Para evaluar cada paso, llamaría al proceso esclavo que sería el primer método de optimización propuesto, que permite optimizar la colocación de un número fijo de equipos. De esta forma se controlaría el crecimiento de evaluaciones necesarias para alcanzar el óptimo y no se descartaría a priori ninguna zona del espacio de soluciones. Sería importante implantar controles para no quedarse en mínimos locales en la búsqueda en árbol del primer nivel.

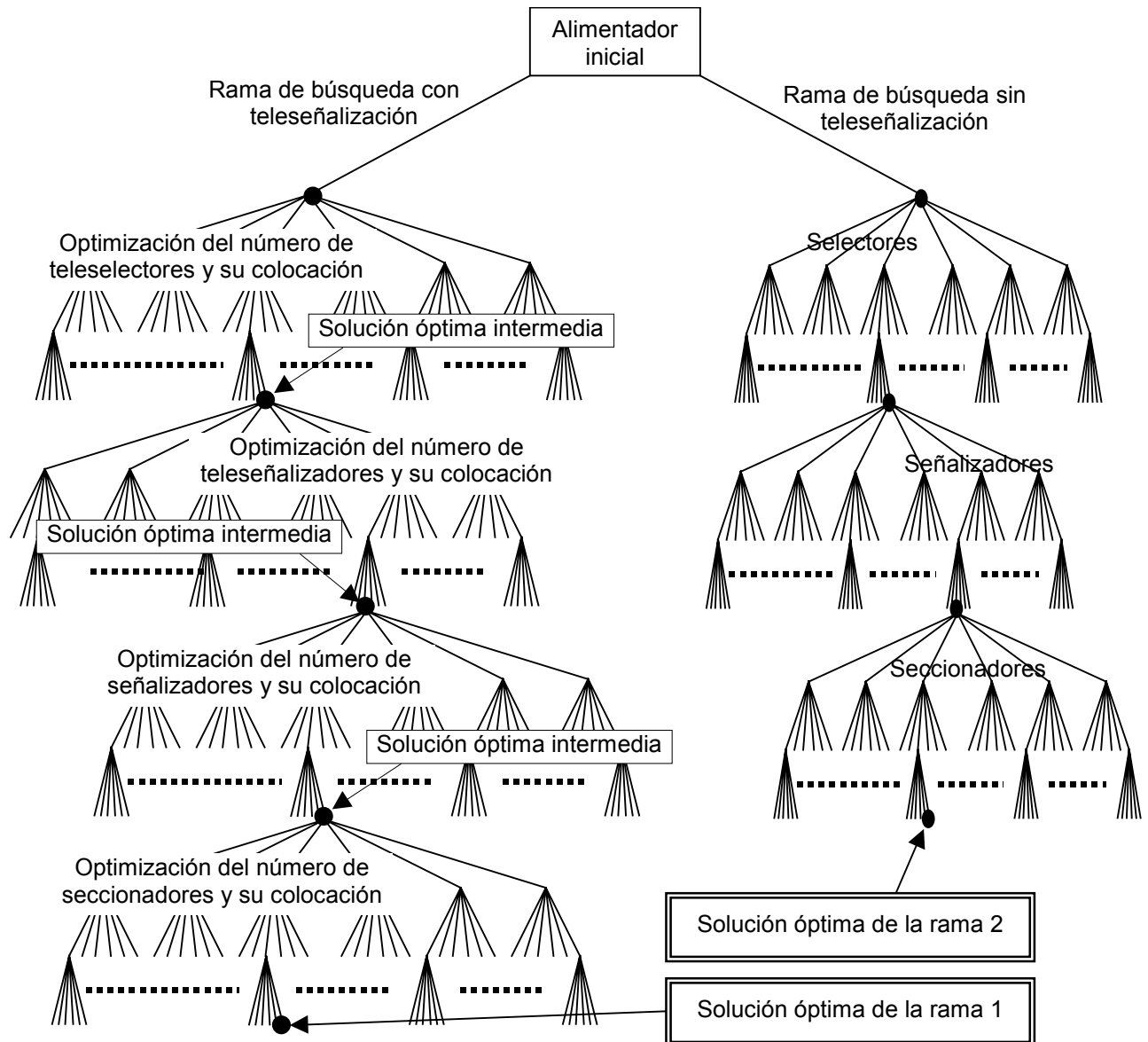


Figura 6.4 Algoritmo de búsqueda del tipo de equipo, número de cada tipo y colocación óptima en un alimentador.

4. Resultados

En este apartado se presentan los resultados obtenidos de la maximización o minimización de las funciones objetivo propuestas con los métodos descritos en el apartado anterior al aplicarlos a un alimentador típico. Primero se presentará la curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora. Únicamente se considerará la instalación de equipos de señalización y seccionamiento. Esta curva se trazará analizando un único alimentador. Para que esta curva fuese válida, sería necesario analizar un conjunto de alimentadores de la misma forma, y calcular la reducción media de calidad obtenida en los distintos alimentadores.

A continuación, en el siguiente subapartado, se presenta la optimización de las inversiones en un alimentador. Si se elige bien el coeficiente K de incentivos (ver apartado 6.2 del capítulo 4), la

Distribuidora querrá invertir lo indicado en esa optimización para maximizar su beneficio. Esas inversiones son para las cuales conseguirá una mayor rentabilidad. El nivel de calidad obtenido en el alimentador con esas inversiones corresponde al NOC "local". Si se quiere obtener el NOC de la zona a la que pertenece ese alimentador, será necesario repetir la optimización para una selección de alimentadores representativa de la zona, y calcular la media ponderada de la calidad obtenida en cada uno de ellos.

Para realizar estos análisis, se ha elegido el alimentador del tipo industrial o semiurbano presentado en el capítulo 5. Este alimentador tiene dos zonas bien diferenciadas, una aérea, y otra subterránea. La primera está estructurada en forma de árbol: de un tronco común, salen desviaciones con cargas (centros de transformación o CT) al final. La segunda es mucho más lineal, con cargas una detrás de la otra, y con una alimentación alternativa automática al final. La red se presenta en la figura 6.5. Para que el ejemplo sea más didáctico, se ha conservado su estructura, pero se han simplificado las características propias de los elementos del alimentador real. Se han tomado todos los tramos del alimentador de igual longitud y todos los CT se consideran con la misma potencia instalada y los mismos clientes conectados a cada uno. Se han uniformizado también la tasa de fallos de los tramos, los tiempos de acceso, reparación, etc., sin que esto reste generalidad a las conclusiones que pueden obtenerse. En la tabla 6.2 se presenta una relación de los datos utilizados para caracterizar todos los elementos del alimentador y que son necesarios para realizar el estudio de fiabilidad.

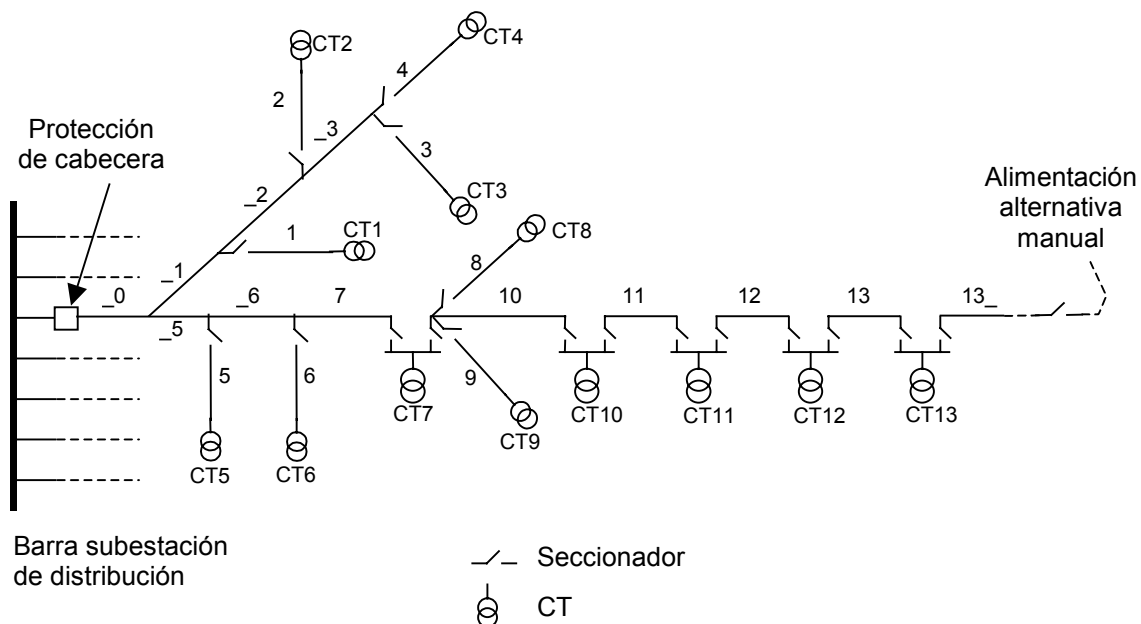


Figura 6.5 Alimentador utilizado para los estudios de optimización de inversiones y para trazar la curva calidad/variables de decisión.

Tabla 6.2 Datos de los elementos del alimentador del estudio.

Tramos	Longitud: 200 m
	Tasa de fallos: 0,1 fallos/año
	Tiempo de aviso: 0,1 horas
	Tiempo de acceso: 0,5 horas
	Tiempo de reparación: 4 horas
	Velocidad de recorrido: 3 km/hora
	Velocidad de localización: 10 km/hora
CT	Potencia instalada: 200 kVA
	Número de clientes: 40

Como medida de calidad, se utilizará el índice de sistema TIEPI de continuidad del suministro. En el caso de referencia de este alimentador, es decir, únicamente con los seccionadores ya instalados y sin ningún equipo adicional, el nivel de calidad obtenido es:

- TIEPI = 4,2 horas/año

4.1. Curva de mejora de la calidad en función de las inversiones

En este subapartado, se quiere trazar la curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora. Esta curva se va a trazar utilizando únicamente los resultados obtenidos del análisis del alimentador presentado más arriba. Las variables de decisión que se consideran son la instalación de equipos de señalización y seccionamiento. Estas variables de decisión deben ser ordenadas de menor a mayor coste para que se pueda transformar fácilmente el eje a costes de inversión.

El eje propuesto en este ejemplo es ir considerando primero la instalación de uno o varios equipos de los más baratos (señalizador), hasta que el coste conjunto de varios de ellos sea equivalente a un equipo más caro (seccionador). En ese momento, se considera su instalación, y se avanza con una combinación de ambos, hasta que se puedan considerar varios equipos de ese precio. Se procede de la misma forma para los selectores. El eje de las variables de decisión depende por tanto de los precios de los equipos. Se han considerado los siguientes precios para cada uno de ellos:

Interruptor telemandado:	750.000 pta	(4.507,59 €)
Seccionadores:	250.000 pta	(1.502,53 €)
Telesñalizadores:	250.000 pta	(1.502,53 €)
Señalizadores:	125.000 pta	(751,27 €)

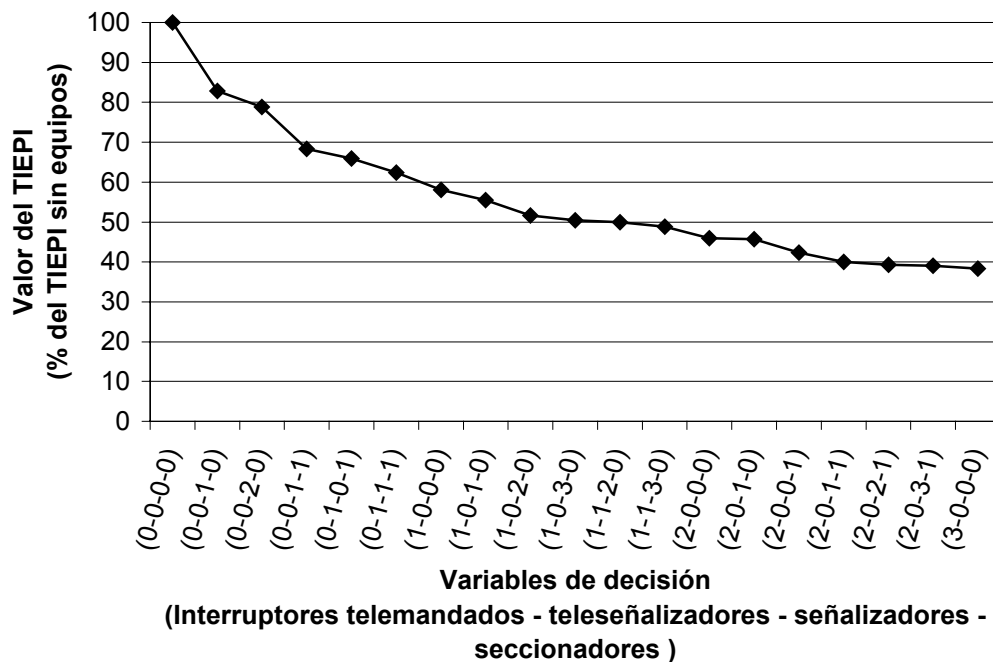


Figura 6.6 Curva de mejora de la calidad (medida con el índice TIEPI) en función de las variables de decisión de la Distribuidora (instalación de equipos de señalización y seccionamiento).

Los interruptores telemandados utilizados aquí se comportan como si fuesen teleselectores desde el punto de vista de fiabilidad. La razón por la que se utilizan estos equipos es debido a que una parte importante

del alimentador es subterránea y, por tanto, no se pueden colocar equipos con lógica local que necesitan de varios reenganches para localizar la falta. Para cada punto del eje de abscisas, se ha calculado la reducción del índice TIEPI en el alimentador. El resultado de valor de TIEPI se ha normalizado tomando como referencia el TIEPI del alimentador cuando no se ha instalado ningún equipo. La curva obtenida puede verse en la figura 6.6.

Cada incremento de inversión en el eje elegido corresponde a un incremento de 125.000 pta (751,27 €), equivalente al valor del equipo más barato (señalizador). Este incremento es el mínimo que puede decidir la Distribuidora en un único alimentador. Según los resultados obtenidos de la optimización, se ha optado por unos equipos u otros en cada paso. Las etiquetas del eje de abscisas indican el número de equipos de cada tipo que se han instalado, según el orden indicado de número de interruptores telemandados, número de teleseñalizadores, número de señalizadores y número de seccionadores.

Se puede comprobar que esta curva no es nada suave, aunque en líneas generales se compruebe que efectivamente, para incrementos lineales en la inversión, la reducción de TIEPI es más bien exponencial negativa. Si en vez de analizar un único alimentador, se estuviesen colocando aquí resultados de muchos alimentadores, la curva sería mucho más suave. Aquí, el efecto de un equipo u otro es enormemente dependiente de la estructura del alimentador utilizado.

Los resultados numéricos están recogidos en la tabla 6.3. En la primera columna, se indica el número de equipos de cada tipo que se han colocado en cada caso, utilizando el mismo formato que en el eje de abscisas en la figura 6.6. En la última columna, se indican las posiciones en las que el algoritmo de optimización ha colocado los equipos. La posición se indica con el nombre o número del elemento (ver figura 6.5) en el que se coloca el equipo. Si se indica un CT, es que el equipo debería colocarse justo antes del mismo. La colocación de cada tipo de equipos están separadas por una barra, y las distintas colocaciones de equipos de un mismo tipo por un punto y coma.

4.2. Optimización de las inversiones en el nuevo marco regulativo

En este apartado, se quieren optimizar las inversiones para la mejora de la calidad en un alimentador concreto, teniendo en cuenta los incentivos que tendrá la Distribuidora para ello. Desde su punto de vista, intentará maximizar su beneficio, es decir, maximizar la rentabilidad de las inversiones realizadas. El alimentador analizado es el mismo que en el apartado anterior. La función objetivo es el VAN de la inversión, descrito anteriormente en la ecuación (6.1), y que se recuerda a continuación:

$$VAN = \sum_{i=0}^N \frac{FC_i}{(1+k)^i}$$

donde

FC_i : flujo de caja del año i . Se calcula según la ecuación (6.3)

k : tasa de actualización. Se considera una tasa del 6% anual.

N : número de años de amortización de la inversión. Al considerar únicamente la instalación de equipos de señalización y seccionamiento, se ha considerado un periodo corto de 5 años.

Se elige la opción de inversión que maximiza el VAN. Las variables de decisión de la Distribuidora que se consideran opciones de inversión en esta optimización son la instalación de los mismos equipos de señalización y seccionamiento y al mismo precio que en el apartado anterior. No se limita la cantidad a invertir en un año.

Tabla 6.3 Datos de reducción del TIEPI en función de la instalación de equipos de señalización y seccionamiento.

Equipos instalados (interruptores telem.–teleseñalizadores –señalizadores–seccionadores)	TIEPI (horas/año)	% del TIEPI de referencia	Colocación (int. tele./teleseñalizadores/ señalizadores/seccionadores)
0-0-0-0	4,20	100	///
0-0-1-0	3,48	82,86	//_6/
0-0-2-0	3,31	78,81	//_1;7/
0-0-1-1	2,87	68,33	//_6/_5
0-1-0-1	2,77	65,95	/_5//_5
0-1-1-1	2,62	62,38	/_0/_6/_5
1-0-0-0	2,44	58,10	_5///
1-0-1-0	2,33	55,48	_5//_2/
1-0-2-0	2,17	51,67	_5//_2;CT7/
1-0-3-0	2,12	50,48	_5//_2;CT7;CT10/
1-1-2-0	2,10	50,00	_5/_2/_1;CT7/
1-1-3-0	2,05	48,81	_5/_2/_1;CT7;CT10/
2-0-0-0	1,93	45,95	_1;_6///
2-0-1-0	1,92	45,71	_1;_6//_5/
2-0-0-1	1,78	42,38	_1;_6///_5
2-0-1-1	1,68	40,00	_1;_6//10/_0
2-0-2-1	1,65	39,29	_1;_6//_2;CT10/_5
2-0-3-1	1,64	39,05	_1;_6//_2;5;CT10/_5
3-0-0-0	1,61	38,33	_1;_5;10///

Los incentivos que obtendrá la Distribuidora por la mejora de calidad obtenida se calculan únicamente basándose en el nivel de TIEPI del alimentador analizado, para poder comparar los resultados con los del subapartado anterior. Extenderlo al NIEPI es inmediato. Para medir el flujo de caja debido a los incentivos, basta con calcular la diferencia de incentivos con y sin inversión en el año i . Esta diferencia se calcula como sigue:

$$(\text{Incen}_i - \text{Incen}_i^{\text{Ref}}) = C_{\text{TIEPI}}^{\text{Semiurbano}} \times (\text{TIEPI}_i^{\text{Ref}} - \text{TIEPI}_i) \times \text{PI} \quad (6.4)$$

donde

$$(\text{Incen}_i - \text{Incen}_i^{\text{Ref}}):$$

diferencia de incentivos en el año i entre con y sin inversiones. Un incremento positivo corresponde a incentivos, y uno negativo corresponde a penalizaciones.

$$C_{\text{TIEPI}}^{\text{Semiurbano}}:$$

coeficiente de incentivos para la reducción de TIEPI en zonas del tipo semiurbano, en pesetas (o euros) por kVA y hora de TIEPI reducido.

$$\text{TIEPI}_i^{\text{Ref}}:$$

nivel de TIEPI en el año i sin inversiones.

TIEPI_i : nivel de TIEPI en el año i habiendo realizado inversiones.

PI: potencia instalada en el alimentador analizado.

También como simplificación del problema, se considerará que la variación de los costes de operación y mantenimiento no varían. El valor de la inversión será igual al coste de los equipos instalados, y se concentra en el primer año de cálculo del VAN. En la tabla 6.4 se recogen los resultados de varias optimizaciones con distintos valores del coeficiente de incentivos.

Tabla 6.4 Resultados de la optimización de inversiones en el nuevo marco regulativo, con distintos coeficientes de incentivos.

Coeficiente de incentivos pta (€)	TIEPI (horas/año)	Inversión pta (€)	VAN pta (€)	Equipos instalados (int. tele.–teleseñ.–señ.–sec.)	Colocación (int. tele.–teleseñ.–señ.–sec.)
Referencia	4,20	—	—	0-0-0-0	///
50 (0,30)	2,44	750.000 (4.507,59)	205.000 (1.232,07)	1-0-0-0	_5///
200 (1,20)	1,68	1.875.000 (11.268,98)	3.630.000 (21.816,74)	2-0-1-1	_1;_6//10/_0
300 (1,80)	1,44	2.625.000 (15.776,57)	6.439.000 (38.699,17)	3-0-1-1	_1;_5;10//_6/_0

El valor de 50 pta/kVAh (0,30 €) es habitual a la hora de planificar las redes de distribución. Unos incentivos con este coeficiente no deberían cambiar las prácticas de inversión de las Distribuidoras. 200 pta/kVAh (1,20 €) corresponde aproximadamente al precio de ~300 pta que en Argentina dan al kWh de ENS [Argentina 92]. Teniendo en cuenta que en este caso el coeficiente tiene unidades de pta por kVA instalado, si se considera un factor de utilización de ~0,66, se tienen las 200 pta/kVAh. El último valor corresponde a un ejercicio académico para ver hacia donde evoluciona la calidad si se dan unos incentivos muy importantes a la mejora de la calidad.

Los resultados obtenidos parecen bastante coherentes con todos los desarrollos anteriores de la tesis. Si no se realiza ninguna inversión, el TIEPI obtenido (TIEPI de referencia) es de 4,2 horas al año. Esta cifra es muy elevada para un alimentador del tipo semiurbano. En el capítulo 4, se había calculado como nivel de calidad de referencia (nivel de calidad existente actualmente en España) el valor de 2,89 horas/año para la zona semiurbana. Si se considera un coeficiente de incentivos de 50 pta/kVAh (0,30 €/kVAh), puede verse que el nivel de TIEPI desciende al valor de 2,44 horas/año, mucho más parecido al nivel medio de los alimentadores de este tipo de zona. Corresponde por tanto a los valores de coste de ENS manejados internamente por las Distribuidoras para la planificación de sus redes de distribución. La inversión necesaria para alcanzar ese nivel corresponde a un selector (en este caso, un interruptor telemandado).

Si se incentiva con 200 pta/kVAh (1,2 €/kVAh), la reducción del TIEPI es mucho más importante, llegando al valor de 1,68 horas/año. La inversión propuesta es de 1.875.000 pta (11.268,98 €), repartido entre dos interruptores telemandados, un señalizador y un seccionador adicional a los ya instalados inicialmente. El nivel de calidad alcanzado aquí puede corresponder al nivel óptimo de calidad (NOC) para este alimentador concreto, si el coeficiente está bien elegido.

Al incentivar con 300 pta/kVAh (1,8 €/kVAh), el TIEPI se reduce hasta 1,44 horas/año (un 65% en vez de 60% con el coeficiente de 200), mientras que la inversión crece un 40% hasta 2.625.000 pta (15.776,57 €). No parece que se justifique la inversión.

En la figura 6.7, se presenta gráficamente los puntos de equilibrio alcanzados entre los costes de la Distribuidora, y los incentivos por mejora de calidad. Los incentivos se han calculado utilizando la curva de la figura 6.6, donde el eje de mejora de la calidad se ha transformado en pesetas multiplicándolo por el coeficiente de incentivos y la potencia instalada en el alimentador (para conservar la forma de las curvas respecto a la figura 6.6, se ha invertido el eje de ordenadas, de forma que los incentivos crecen hacia abajo). Los costes de inversión de la Distribuidora crecen linealmente, al ritmo del precio del equipo más barato por cada unidad. En este caso, el equipo más barato es un señalizador, cuyo precio es 125.000 pta (751,27 €). Como los incentivos indicados en la curva son anuales, es necesario dividir el coste del equipo por los años de amortización considerados, lo que da un valor de incremento unitario de inversión anual de 25.000 pta (150,25 €). El punto de equilibrio entre las inversiones y los incentivos se sitúa teóricamente donde se igualan las dos pendientes. En la figura 6.7 puede verse como el algoritmo de optimización consigue aproximar bastante bien el punto donde las dos pendientes se igualan, teniendo en

cuenta las irregularidades de las curvas de incentivos. Estas irregularidades son debidas a que se ha estudiado únicamente un alimentador. Si se extiende este análisis a un conjunto de alimentadores, las curvas obtenidas serían más suaves, y el NOC zonal sería más fácilmente calculado y, para las Distribuidoras, mucho más fácil de alcanzar con precisión.

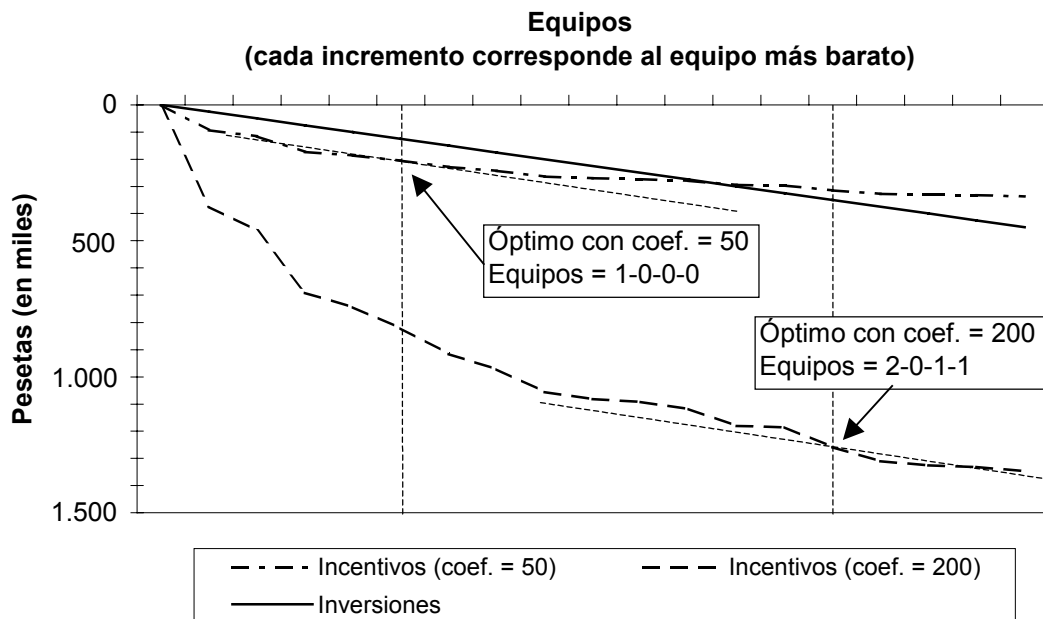


Figura 6.7 Puntos de equilibrio entre los costes de inversión de la Distribuidora y los incentivos por mejora de la calidad, para dos coeficientes de incentivos.

El valor del NOC, y las inversiones que realizarán las Distribuidoras dependen de numerosos factores que pueden cambiar de forma importante los resultados buscados y obtenidos. Algunos de estos factores son incluso externos al mercado de energía eléctrica, como pueden ser el precio de los equipos considerados, su tiempo de vida útil, la tasa de actualización considerada, etc. Además, estas variables no tienen por qué permanecer constantes a lo largo del periodo de estudio de la inversión.

5. Conclusiones

En este capítulo, se han presentado las distintas funciones objetivo a optimizar por los agentes que participan en la regulación y la operación de un sistema de distribución. Para el Regulador, se han descrito por un lado las funciones objetivo para poder trazar la curva óptima de mejora de calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora, y por otro las funciones objetivo a optimizar para calcular el NOC de un sistema de distribución. Para la Distribuidora, se han presentado las funciones objetivo para poder optimizar sus inversiones en el nuevo entorno regulativo.

En el siguiente apartado, se presentan dos métodos de optimización originales adaptados a las funciones objetivo presentadas anteriormente. Se basan en heurísticos de búsqueda directa local. Estos métodos de optimización se han implantado en herramientas informáticas. Estas herramientas permiten por un lado al Regulador calcular el nivel óptimo de calidad, y diseñar los incentivos que lleven a las Distribuidoras a invertir hasta el NOC; por otro lado a la Distribuidora maximizar los beneficios de sus inversiones en calidad en el nuevo entorno regulativo.

Se ha presentado un ejemplo sencillo que permite comprobar el funcionamiento de los métodos de optimización. Los resultados obtenidos son coherentes con lo expuesto en los anteriores capítulos de la tesis, y coinciden en orden de magnitud con la experiencia recogida en la literatura internacional, en

cuanto a los niveles de incentivos propuestos en regulaciones, los niveles de calidad existentes y los niveles óptimos alcanzables con la nueva regulación.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

En este capítulo se resume el trabajo realizado y presentado en esta tesis doctoral, añadiendo las conclusiones más relevantes de la misma. Se acompaña una breve relación de las aportaciones originales de este trabajo, así como de las publicaciones a las que ha dado lugar este trabajo y en las que participado el doctorando. Termina indicando futuras líneas de investigación relacionadas con la regulación y optimización de la calidad del servicio.

1. Resumen y conclusiones

Esta tesis ha tratado en detalle el problema de calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica. Para ello, se ha descrito primero en qué consiste la calidad del servicio; se ha revisado el tratamiento que se le da en el entorno internacional, estudiando el caso de varios países en situaciones diferentes; a continuación se ha propuesto una regulación de la calidad adaptada a la nueva situación regulativa de los sistemas de distribución, fundamentada mediante discusiones teóricas sobre todos sus aspectos; se ha propuesto una adaptación práctica de esta regulación al caso español; se han desarrollado herramientas informáticas que permiten calcular los parámetros definidos en la regulación, así como optimizar las inversiones de las Distribuidoras en el nuevo marco regulativo propuesto.

La calidad del servicio se ha dividido en sus tres aspectos básicos: continuidad del suministro y calidad de la onda que recogen todas las características técnicas del producto electricidad, y la calidad de atención comercial que engloba todo el resto de los aspectos relacionados con el negocio del suministro de electricidad. Se han descrito índices utilizados para cuantificar cada aspecto de la calidad, cuáles son los orígenes de la falta de calidad y todos los agentes involucrados en la misma.

La primera conclusión que se puede sacar es que todos los agentes del sistema, e incluso algunos externos, participan en la consecución de un determinado nivel de calidad. Además, ese nivel de calidad nunca será perfecto, puesto que las causas que provocan falta de calidad son en gran medida aleatorias. Las inversiones necesarias para una calidad perfecta tienden a infinito. Es necesario llegar por tanto a un compromiso económico y determinar qué niveles de calidad, o más bien qué niveles de falta de calidad, se consideran aceptables.

Aunque todos los agentes participen en la calidad, parece claro que el agente que más influencia tiene sobre el aspecto técnico de la misma y sobre su control son las Distribuidoras. Gran parte de las perturbaciones tiene su origen en la red de distribución, y las que son originadas en las instalaciones de los clientes se propagan también por esa misma red hasta llegar a los demás clientes. A pesar de los numerosos procesos de liberalización en los sistemas de energía eléctrica, la distribución sigue considerándose un monopolio natural. Y como tal monopolio es necesario regularlo. Mantener un cierto nivel de calidad del servicio conlleva un coste en el cual no se incurriría si no es a través de regulaciones que controlen la relación servicio prestado/remuneración del servicio.

La parte de atención comercial dependerá en el futuro casi exclusivamente de las Comercializadoras. Aunque hasta ahora la práctica común era que las Distribuidoras y las Comercializadoras fuesen la misma compañía y, por tanto, estuviesen en situación de monopolio, esta situación está cambiando: la práctica totalidad de los procesos de liberalización están separando estas dos funciones, e introduciendo competencia en la comercialización de la energía eléctrica. En estos casos no tiene mucho sentido regular la atención comercial salvo en los aspectos más técnicos que dependen de la Distribuidora. Si bien será necesario controlarla mientras existan clientes regulados sin libertad de elección.

Se ha llevado a cabo una revisión internacional de las regulaciones de calidad del servicio que están actualmente implantadas, o que se pueden implantar. Se han elegido una serie de países en función del interés de su regulación de calidad, así como por su esquema de remuneración. Los países elegidos han sido Argentina, Chile, Inglaterra y Gales, Francia y Noruega, además de describir una propuesta de la Distribuidora de Nueva York (NYSEG) por la originalidad del planteamiento. Del análisis de estas regulaciones, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- La tendencia general de las nuevas regulaciones de calidad es llegar a controlar la calidad individual ofrecida a cada cliente.
- En los países industrializados, donde la calidad técnica del servicio es en general suficientemente buena, se da más importancia a la atención comercial que a la calidad técnica. Históricamente, la atención comercial no se ha cuidado debido a que las Distribuidoras manejaban un negocio regulado en régimen de monopolio. Los cambios habidos en la sociedad están impulsando la necesidad de una buena imagen para las empresas monopolistas, lo que lleva a cuidar la relación entre los monopolios y sus clientes.
- En países con menor desarrollo industrial, los niveles de calidad técnica no suelen ser buenos y lastran su desarrollo económico. Las nuevas regulaciones planteadas intentan hacer más hincapié en el control de los aspectos técnicos.

En el caso español los cambios regulativos han dado un fuerte impulso al control de la calidad del servicio, considerándola como una necesidad estratégica. La Ley del Sector Eléctrico actualmente en vigor dedica un título entero a la calidad del servicio. En el momento de escribir esta tesis, se está desarrollando el reglamento que acompañará la ley en donde se definirá la regulación de la calidad del servicio en España, para el que se han hecho gran parte de los desarrollos de esta tesis.

Se ha propuesto una regulación de calidad, con especial atención al control de la continuidad del suministro. Esta regulación propuesta recoge las nuevas necesidades de la sociedad, las características de la calidad, el nuevo entorno regulativo que se está desarrollando para la distribución en numerosos países y tiene todas las características deseables de una buena regulación: adecua la remuneración de la distribución al nivel de calidad ofrecido, al mismo tiempo que permite llevar ese nivel de calidad hacia el óptimo socioeconómico; reparte los beneficios de reducción de costes entre las Distribuidoras y los clientes; garantiza un mínimo de calidad a todos los clientes. Todos los mecanismos de regulación propuestos se justifican teóricamente.

En primer lugar se ha revisado el marco retributivo de la actividad de distribución en el cual se quiere insertar la regulación propuesta. Se ha visto sucintamente su evolución, desde una remuneración basada en los costes reconocidos hacia una remuneración basada en el servicio ofrecido, del tipo limitación de precios o de ingresos. Estos nuevos tipos de remuneración incentivan la reducción de costes, lo que puede afectar directamente al nivel de calidad ofrecido: está directamente relacionado con el nivel de inversión y la política de operación y mantenimiento de la Distribuidora. Esta nueva situación hace necesaria una regulación explícita de la calidad del suministro, especialmente de la continuidad del suministro.

Después se ha presentado la regulación de calidad propuesta a nivel conceptual, que cumple con todos los requisitos expuestos más arriba. Para apoyar esta propuesta, se ha desarrollado la teoría asociada al nivel óptimo de calidad (NOC) de un sistema de distribución de energía eléctrica, de forma que se minimice el Coste Social Neto (CSN) de la calidad. La conclusión más directa que se puede sacar de este estudio es que no se debe invertir hasta conseguir la mejor calidad posible, sino que hay que invertir hasta que deje de ser rentable desde un punto de vista socioeconómico. Ese NOC no es la calidad perfecta, sino que es un nivel de calidad concreto que minimiza el CSN de la calidad, que a su vez depende de una serie de variables: densidad de las cargas, composición de los clientes (tipos de industria, porcentaje de clientes domésticos, etc.), tipo de redes de distribución, etc.

Este CSN es la suma de dos variables: los costes de inversión de la Distribuidora para alcanzar el nivel óptimo de calidad; y los costes sufridos por los clientes en ese nivel de calidad. En la literatura técnica, se ha desarrollado la definición de estas dos curvas, sobre todo la definición de los costes que soportan los clientes debido a la falta de calidad. En la tesis, se han revisado estos desarrollos y se han propuesto métodos para conseguir determinarlos. Uno de los principales problemas para el cálculo de estos costes es que cada cliente tiene su propio nivel óptimo de calidad, que depende de la red a que está conectado, y de su sensibilidad propia hacia la mala calidad. Para mitigar esta dificultad, se ha propuesto una división del mercado servido en tres tipos de zona: urbana, semiurbana y rural. Esta división permite calcular los costes de inversión de la Distribuidora de forma más precisa y coherente, teniendo en cuenta las particularidades de las redes de distribución. En cada uno de estos tipos de zona, las redes de distribución son mucho más homogéneas, teniendo por tanto costes de inversión y operación y mantenimiento muy similares. Se ha comprobado también que cada tipo de zona sigue un mismo patrón de nivel de calidad, con lo que se pueden establecer objetivos de calidad uniformes dentro de cada uno de ellos. Más concretamente, se ha propuesto un método para calcular el nivel de calidad asociado a las inversiones actuales en la red de Distribución en cada tipo de zona, nivel que se ha llamado nivel de calidad de referencia. Este nivel de referencia, conjuntamente con el nivel de inversiones actual permite obtener un punto de la curva de costes de inversión de la Distribuidora frente a calidad. De la misma forma, al dividir el mercado se puede precisar mejor la mezcla de los distintos tipos de clientes que lo componen, pudiendo calcular mejor por tanto los costes sufridos por los clientes.

Una vez se conoce el NOC, es necesario llevar el sistema hasta ese nivel de calidad, adecuando la remuneración de las Distribuidoras a los nuevos requerimientos. Pero al depender la calidad de variables aleatorias, y medirse la calidad del sistema mediante índices que representan la media de los valores individuales, es posible que existan variaciones importantes de nivel de calidad entre distintos clientes de una misma red. Es necesario por tanto conseguir garantizar un nivel mínimo de calidad. Para resolver estos problemas, se han desarrollado dos métodos de incentivos/penalizaciones.

El primero, basado en índices de sistema, adecua la remuneración global de la distribución con el nivel de calidad ofrecido, al mismo tiempo que permite llevar la calidad del sistema al NOC. Estos incentivos varían linealmente con respecto a la calidad medida del sistema, mediante un coeficiente constante igual al coste marginal de mejorar la calidad en el NOC. Para el cálculo de los incentivos, se considera el incremento o disminución de calidad con respecto al nivel de calidad asociado a la remuneración base.

El segundo, basado en índices individuales, garantiza un nivel mínimo de calidad a todos los clientes. En este caso hay una penalización en el caso de que no se sirva el suministro de electricidad con un nivel mínimo de calidad a cada cliente. Esta penalización es en realidad una compensación directa de la Distribuidora a cada cliente con el que no ha cumplido esos niveles garantizados. De esta forma, se consigue que el cliente tenga un nivel de calidad garantizado, o en su defecto una compensación económica que le permita tomar las medidas adecuadas para protegerse de esa mala calidad que sufre.

Estos dos métodos combinados consiguen que se cumplan los requisitos de una buena regulación de calidad: adecuada remuneración a la Distribuidora, incentivos eficaces para que invierta hasta alcanzar el NOC; reparto de los beneficios de la consecución del NOC entre los distintos agentes del sistema y niveles mínimos de calidad garantizados a todos los clientes.

Basándose en todo lo anterior, se ha propuesto una implantación práctica de la regulación de calidad adaptada a la legislación actual española que cumple todos los requisitos teóricos enunciados anteriormente. Esta regulación utiliza los dos mecanismos de incentivos/penalizaciones, en dos etapas. La primera utiliza únicamente el primer mecanismo basado en índices de sistema, índices que ya se están midiendo en la actualidad, y para los que no se tiene que adaptar ningún sistema. Esta etapa permite a las Distribuidoras adaptarse a los requerimientos de la segunda etapa, en donde se añade el segundo mecanismo de penalizaciones basado en índices individuales. En esta etapa es necesario haber desarrollado toda la infraestructura necesaria para medir los índices individuales de calidad, además de haber llevado el sistema hasta un nivel de calidad aceptable, en el que no incurran en demasiadas penalizaciones.

Para el correcto funcionamiento de esta regulación es primordial determinar cuál es el NOC, y cual es el coste marginal de mejora de la calidad en ese punto. Si están bien definidos, las Distribuidoras se verán incentivadas a invertir hasta alcanzar el nivel óptimo de calidad desde el punto de vista socioeconómico, parte de esa reducción de costes se trasladará al cliente, y la Distribuidora recibirá una remuneración adecuada con relación al nivel de calidad ofrecido. Debido a su importancia, se ha desarrollado un método para la obtención del NOC y de la curva de costes de inversión de las Distribuidoras en función de la calidad. Este mismo método puede ser utilizado a posteriori por las mismas Distribuidoras para optimizar sus inversiones en mejora de la calidad en el nuevo marco regulativo.

También se ha presentado un método simplificado para obtener la curva de costes de inversión de las Distribuidoras en función de la mejora de la calidad. Para ello se utiliza un paso intermedio que consiste en determinar la curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora. Se entiende por variable de decisión la posibilidad de invertir o no en líneas, equipos de seccionamiento y señalización, mantenimiento, etc. Si se quiere realizar un análisis más exhaustivo y más exacto de esa curva, es necesario contar con un método de análisis de fiabilidad más completo que el utilizado en el ejemplo simplificado, y de un método de optimización de las posibles medidas de mejora de la calidad.

El análisis de fiabilidad es crucial para la determinación del NOC, además de ser imprescindible a las Distribuidoras para poder tomar decisiones de inversión en mejora de la calidad, en éste o en otro entorno regulativo. Se ha presentado un método original para el cálculo predictivo de los índices de fiabilidad de un alimentador en el que se pueden modelar todas las acciones de mejora de la calidad. Para ello se han presentado primero el modelo elegido de la red de distribución, discutiendo su estructura, los elementos que la componen y los índices básicos de continuidad que se quieren determinar. Se han revisado los distintos métodos matemáticos posibles de evaluación de la fiabilidad, así como los métodos aplicados generalmente al problema de la fiabilidad en las redes de distribución. Se ha elegido como el método más apropiado los procesos continuos de Markov combinados con la teoría de los sistemas serie y la utilización de técnicas aproximadas de duración y frecuencia.

Para su desarrollo, se han revisado las posibles acciones de mejora de la calidad y se ha extendido el método de evaluación de la fiabilidad elegido para poder tenerlas en cuenta de una forma más realista y precisa. Se ha propuesto una división del tiempo de reparación teniendo en cuenta el proceso típico seguido por las Distribuidoras para buscar, aislar y reparar los elementos averiados en los alimentadores radiales de distribución. Se ha presentado toda la formulación asociada para poder calcular los índices básicos de fiabilidad utilizando esta extensión, habiéndola formalizado mediante la utilización de matrices que recogen toda la información necesaria de los alimentadores. Gracias a este nuevo método, se ha podido analizar la influencia de los distintos parámetros de la red en los índices de fiabilidad del alimentador, así como el efecto de las distintas acciones de mejora y en qué situaciones son las más adecuadas.

El método presentado permite realizar un análisis de fiabilidad sensible a cualquier acción de mejora que se quiera realizar, o dicho de otro modo, es sensible a cualquier inversión que la Distribuidora quiera plantear. La implantación informática de este método es sencilla y su ejecución suficientemente rápida para poder realizar estudios comparativos de distintas opciones de inversión, que es el objetivo buscado.

El siguiente paso es desarrollar métodos para conseguir por un lado optimizar la mejora de la calidad con unos determinados valores de las variables de decisión de las Distribuidoras, y por otro optimizar la calidad de un sistema de distribución desde un punto de vista coste/beneficio socioeconómico. El primer método permitirá trazar la curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora, y el segundo permitirá calcular el nivel óptimo de calidad. Este segundo método también podrá ser utilizado por las Distribuidoras para optimizar sus inversiones en el nuevo entorno regulativo propuesto.

En el desarrollo de estos métodos de optimización, se ha optado por presentar primero las distintas funciones objetivo a optimizar por los agentes que participan en la regulación y la operación del sistema de distribución. Para el Regulador, se han descrito por un lado las funciones objetivo para poder trazar la curva óptima de mejora de calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora, y por otro las funciones objetivo a optimizar para calcular el NOC de un sistema de distribución. Para la Distribuidora, se han presentado las funciones objetivo para poder optimizar sus inversiones en el nuevo entorno regulativo.

Una vez definidas las funciones objetivo, se presentan dos métodos de optimización originales adaptados a las mismas. Se basan en heurísticos de búsqueda directa local. Uno de ellos está basado en una búsqueda exhaustiva en un espacio restringido de soluciones posibles, y el segundo utiliza un método de búsqueda directa local en todo el espacio de soluciones de tipo *greedy* o avaricioso, para la cual se ha definido un criterio de localidad ad hoc.

Se ha presentado un ejemplo sencillo que permite comprobar el funcionamiento de los métodos de optimización. Los resultados obtenidos son coherentes con lo expuesto en los anteriores desarrollos de la tesis, y coinciden en orden de magnitud con la experiencia recogida en la literatura internacional, en cuanto a los niveles de incentivos propuestos en regulaciones, los niveles de calidad existentes y los niveles óptimos alcanzables con la nueva regulación.

Un subproducto importante de esta tesis es haber definido un método que permite determinar el coste aproximado de un incremento concreto de la calidad en una red de distribución completa. Para ello se pueden utilizar las herramientas desarrolladas, o los distintos métodos de análisis de fiabilidad y de optimización de inversiones.

2. Aportaciones originales

En el trabajo desarrollado en esta tesis, ha habido una serie de aportaciones originales. A continuación se enumeran brevemente:

- Discusión teórica sobre el nivel de calidad y su coste asociado desde el punto de vista socioeconómico. Propiedades del punto de calidad óptima. Regulación propuesta basada en estas propiedades. Detalle teórico de las dificultades de cálculo de las dos curvas de costes que componen el CSN.
- Función VEC propuesta para representar la curva de costes de los clientes con respecto al nivel de calidad que tienen así como su justificación teórica.
- Metodología propuesta para determinar la curva de costes de las Distribuidoras en función del nivel de calidad del servicio. Dentro de esta metodología, se proponen dos curvas intermedias novedosas, que son la curva de costes de la Distribuidora en función de sus variables de decisión y la curva de mejora de la calidad en función de las mismas variables de decisión.
- Justificación teórica de la bondad de la división del mercado en distintos tipos de zona, así como el cálculo de niveles de calidad de referencia para cada una de estas zonas. Estas no son aportaciones directas del doctorando, aunque sí ha participado activamente en las mismas.
- Propuesta conceptual de regulación de la calidad del servicio y su adaptación al caso español. Combinación de los dos mecanismos de incentivos/penalizaciones. El mecanismo de incentivos/penalizaciones basado en índices de sistema con un coeficiente lineal respecto al nivel de calidad, así como su justificación teórica, son aportaciones fundamentales de esta tesis.
- Formalización del método de evaluación de la fiabilidad mediante la división del tiempo de reparación, así como del cálculo de los índices de fiabilidad. Formulación mediante cálculo matricial. Organización de toda la información necesaria de un alimentador de distribución en formato matricial adaptada al cálculo de los índices de fiabilidad. Esta formulación es original y ha sido muy útil para la implantación informática del método desarrollado.

- Definiciones de las funciones objetivo para la obtención del nivel óptimo de calidad en una red de distribución, para el cálculo de la curva de mejora de calidad en función de las variables de decisión de las Distribuidoras y para la optimización de las inversiones de las Distribuidoras en mejora de calidad en el nuevo entorno regulativo.
- Dos métodos de optimización para resolver los problemas de optimización planteados con las funciones objetivo antes descritas. El primero de ellos realiza una búsqueda exhaustiva en un espacio de soluciones restringido inteligentemente que incluye una solución óptima o próxima al óptimo. El segundo utiliza un método de búsqueda local directa, utilizando un criterio de localidad en el espacio de soluciones definido ad hoc y original de esta tesis.

Esta tesis ha tratado de forma global el problema de la calidad del servicio en las nuevas regulaciones de distribución, proponiendo una regulación de calidad adaptada a la nueva situación y las nuevas necesidades de la sociedad. Se han desarrollado las herramientas necesarias para poder calcular óptimamente los parámetros de la regulación propuesta, así como para que las Distribuidoras puedan optimizar sus inversiones en el nuevo entorno regulativo. Además, como producto secundario, se calcula el coste de inversión para la mejora de un punto en el nivel de calidad, muy útil para la gestión de los sistemas de distribución.

Los desarrollos de la tesis, con sus aportaciones originales han dado lugar a las siguientes publicaciones en congresos internacionales:

PSCC'99 ***“Power quality regulation in the new regulatory framework of distribution systems”***
Accepted for publication at the PSCC'99 congress at Trondheim, Norway, June 1999.

5^{as} Jornadas Hispano-Lusas '97
“La regulación de la calidad del servicio eléctrico”
 Actas de las 5as jornadas hispano-lusas de ingeniería eléctrica. Tomo 2 pág. 1309-1316. Salamanca. Julio 1997.

ESREL'97 ***“Reliability analysis of distribution systems considering sub-unavailabilities”***
Proceedings of the International Conference on Safety and Reliability ESREL'97 Vol. 2 pp. 1105-1113. Pergamon. Lisboa. June 1997.

DA/DSM'94 ***“Selection of the best location and investment on equipment for the improvement of continuity of supply in distribution systems”***
Proceedings of the 4th International Conference on Distribution Automation and Demand Side Management DA/DSM'94 pp. 123-131. PenWell Publishing Company. Orlando 1994.

3^{as} Jornadas Hispano-Lusas '93
“Metodología coste-beneficio aplicada a la instalación de equipos de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes de distribución”
 Actas de las 3as jornadas hispano-lusas de ingeniería eléctrica. Tomo 3 pág. 789-796. Barcelona. Julio 1993.

3. Futuros desarrollos

Se pueden sugerir las siguientes líneas de investigación relacionadas con el trabajo desarrollado en esta tesis:

- La propuesta de regulación propone utilizar el coste marginal de mejora de la calidad en el punto óptimo de calidad para incentivar las Distribuidoras a invertir hasta alcanzar ese nivel. Será

interesante, una vez aplicada la regulación, analizar el efecto real que tienen estos incentivos en las inversiones de las Distribuidoras, y en la evolución del nivel de calidad del sistema. También será bueno estudiar el efecto que puede tener las variaciones en el tiempo de los costes de las Distribuidoras y de los costes de los clientes en el nivel óptimo de calidad.

- Un problema de la regulación propuesta es el efecto que puede tener la componente aleatoria en el espacio y en el tiempo de la calidad del servicio: en el espacio, ya que de un lugar a otro, el efecto de los orígenes externos de la falta de calidad (climatología, etc.) puede variar mucho el nivel de calidad obtenido; en el tiempo, puesto que estos mismos factores pueden variar considerablemente de un año a otro. El doctorando entiende que esta componente aleatoria afectará mucho más a Distribuidoras pequeñas que no pueden compensar las bajadas en un sitio con subidas en otro, y que tienen poco margen de maniobra financiera y económica. Será conveniente adaptar la regulación propuesta de forma que permita salvar estas variaciones.
- Será interesante profundizar en el cálculo de las dos curvas de costes para determinar el nivel óptimo de calidad. Habría que buscar una función VEC mejor adaptada al problema tratado, con posibilidades de incluir en ella aspectos de la calidad de la onda. Estos aspectos técnicos están cobrando cada vez más importancia, sobre todo los microcortes y huecos de tensión. La metodología para determinar la curva de costes de inversión en función de la mejora de calidad puede mejorarse desde el punto de vista de la selección de los alimentadores a analizar: el cálculo de los alimentadores tipo, o la selección de una muestra de alimentadores reales.
- Será conveniente intentar comparar nuevos métodos de optimización con los propuestos en la tesis. Concretamente, la aplicación de algoritmos genéticos podría resultar muy interesante.
- Se ha quedado sin probar por falta de tiempo un método de optimización original para el cálculo del nivel óptimo de calidad, o para la optimización de las inversiones de las Distribuidoras. Para ello se propone desarrollar un método que optimice las medidas de mejora óptimas, y que utilizaría como proceso esclavo el método de optimización de la calidad para unas inversiones concretas (método de búsqueda directa local utilizado para trazar la curva de mejora de la calidad en función de las variables de decisión de la Distribuidora).
- Una posible línea de trabajo será intentar trazar la curva de coste de inversiones frente al nivel de calidad mediante un método de optimización multi-atributo con los dos atributos de coste y calidad. La hypersuperficie óptima sería la curva que se busca.
- Cualquiera que sea el método de optimización elegido, será importante añadir más opciones en cuanto a la inclusión de medidas de mejora de la calidad a optimizar. Los métodos desarrollados en esta tesis únicamente optimizan por el momento la colocación de equipos de seccionamiento y señalización, y debe extenderse a todas las medidas descritas en la tesis.
- Por último, una línea de trabajo muy importante es continuar con el perfeccionamiento del método de análisis de fiabilidad propuesto. Por un lado, será necesario extender el método para tener en cuenta el envejecimiento de los equipos y poder mejorar el modelado del mantenimiento y reemplazo de elementos de la red. Por otro, será interesante mejorar el tratamiento de la incertidumbre de los datos de entrada, sobre todo de los tiempos medios asignados a cada indisponibilidad.

APÉNDICE A

FORMULACIÓN MATRICIAL DEL CÁLCULO DE LA FIABILIDAD

El cálculo de la indisponibilidad en un alimentador tal y como se describe en el capítulo 5 de la tesis se puede formalizar mediante expresiones matriciales. En una serie de matrices que se llamarán matrices base, se almacena toda la información topológica necesaria de la red a analizar, con los dispositivos que tenga instalados.

A1. Matrices base

Estas matrices describen las propiedades topológicas del alimentador que se quiere analizar. Se parte de la premisa que los alimentadores que se van a analizar están todos explotados radialmente, por tanto tiene

sentido hablar de aguas arriba y aguas abajo en un alimentador. Así, la denominación padre, se referirá al elemento aguas arriba, mientras que los hijos serán elementos aguas abajo.

Al ser la configuración radial, cada elemento tendrá un solo padre, y podrá tener desde ninguno a varios hijos. Además cada elemento tendrá una serie de propiedades que lo describan, tales como longitud, tasa de fallos, potencia instalada, número de usuarios, etc. Cada elemento tiene una sola posición de colocación de aparatos al principio del mismo. Es decir que la longitud, la tasa de fallos, la carga, etc., del elemento se encuentran aguas abajo del aparato instalado: puede haber un solo aparato, o varios compatibles entre ellos.

Cada elemento tendrá asociado un número que lo identifica. Se numerarán todos los elementos de manera que ninguno tenga aguas abajo un elemento con un número inferior al suyo, y que al menos uno de los hijos tenga el número consecutivo al de su padre (ver figura A.1). Esto se consigue numerando recursivamente todos los elementos aguas abajo del último elemento numerado antes de pasar a numerar a un “hermano” suyo. Toda la información necesaria del alimentador se organizará en función de esta numeración de los elementos.

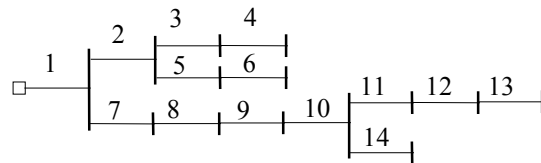


Figura A.1 Alimentador con elementos numerados.

Es necesario distinguir entre dos tipos de información: 1) la información intrínseca a cada elemento, como su longitud, su tasa de fallos asociada, su tiempo de reparación, etc., y 2) la información dependiente de los equipos instalados en el alimentador, que describen las propiedades topológicas de importancia para la fiabilidad.

A1.1. Información intrínseca a los elementos

Esta información se almacena en una serie de vectores de dimensión n , siendo n el número de elementos del alimentador, en donde se describen las propiedades del elemento i en la posición i del vector. Los vectores son los siguientes:

- λ : tasas de fallo de cada elemento del alimentador.
- **longitud**: longitudes en km de cada elemento del alimentador.
- **equipo**: aparatos instalados en cada elemento del alimentador. Este dato es evidentemente dependiente de los equipos instalados en el alimentador, pero se puede considerar como un dato del elemento.
- t_{avi} : tiempos de aviso en horas de cada elemento del alimentador.
- t_{acc} : tiempos de acceso en horas de cada elemento del alimentador.
- t_{rep} : tiempos de acceso en horas de cada elemento del alimentador.
- v_{loc} : velocidades de paso por cada elemento del alimentador al recorrerlo para ver el estado de los equipos de señalización, o al ir a seccionar. Se llaman velocidades de localización de la zona con falta, o velocidades de seccionamiento.
- v_{rec} : velocidades de paso por cada elemento del alimentador al recorrerlo para localizar la falta. Se llaman velocidades de recorrido.

También se incluye en este apartado un par de vectores más que describen las alimentaciones alternativas. En realidad, la posibilidad de alimentar por otro camino está muy ligada a la existencia de equipos de

aislamiento que permitan separar las zonas sanas de la dañada. Pero con estos vectores se intenta almacenar una información hasta cierto punto independiente de esos equipos. Para cada tipo de alimentación alternativa, automática y manual, se tiene un vector de dimensión n (número de elementos del alimentador). De esta manera, se considera que cada elemento puede tener alimentación alternativa. Para tener alimentación alternativa, el elemento debe cumplir dos condiciones: 1) que se le pueda hacer llegar la energía por sus dos extremos: es importante ver que un elemento **no** tiene alimentación alternativa si existen dos fuentes de alimentación posibles, pero que alimentan al elemento por el mismo extremo; y 2) siempre cualquiera de las dos alimentaciones debe poder soportar la carga que representa llegar hasta el elemento, y la de todo el árbol aguas abajo del mismo: con esto se garantiza que, si se tiene un equipo de aislamiento en el elemento, se podrá abrir y alimentar la parte del alimentador aislada con la fuente de alimentación alternativa, cumpliendo los límites de capacidad, tensión, etc.

- **vaaa:** vector de dimensión n , donde n es el número de elementos del alimentador.

$vaaa_i = 1$; el elemento i tiene alimentación alternativa automática.

$vaaa_i = 0$; el elemento i no tiene alimentación alternativa automática.

- **vaam:** vector de dimensión n , donde n es el número de elementos del alimentador.

$vaam_i = 1$; el elemento i tiene alimentación alternativa manual.

$vaam_i = 0$; el elemento i no tiene alimentación alternativa manual.

Nótese que todo elemento que tenga alimentación alternativa automática también la tiene manual.

A1.2. Información topológica

Esta información recoge todos los datos necesarios para analizar la influencia de los equipos instalados en el alimentador. Por tanto, si se cambia algún equipo o se añade, habría que actualizarla.

Esta información se organiza en distintas matrices. En un primer grupo de matrices, se almacena la información referente a las zonas del alimentador. Para cada uno de los cuatro tipos de zonas existentes (de recorrido, teleseñalizadas, de aislamiento manual y de aislamiento automático), se crea una matriz que indica a qué zona pertenece cada elemento, y otra que indica para cada zona del alimentador el elemento cabecera (elemento más aguas arriba de la zona) y el elemento final (elemento de mayor índice). Estas matrices son las siguientes:

- **ZR:** matriz de dimensión (k, n) , donde k es el número de zonas de recorrido y n es el número de elementos del alimentador.

$zr_{ij} = 1$; elemento j pertenece a la zona de recorrido i .

$zr_{ij} = 0$; elemento j no pertenece a la zona de recorrido i .

- **ZT:** matriz de dimensión (l, n) , donde l es el número de zonas teleseñalizadas y n es el número de elementos del alimentador.

$zt_{ij} = 1$; elemento j pertenece a la zona teleseñalizada i .

$zt_{ij} = 0$; elemento j no pertenece a la zona teleseñalizada i .

- **ZAA:** matriz de dimensión (r, n) , donde r es el número de zonas de aislamiento automático y n es el número de elementos del alimentador.

$zaa_{ij} = 1$; elemento j pertenece a la zona de aislamiento automático i .

$zaa_{ij} = 0$; elemento j no pertenece a la zona de aislamiento automático i .

- **ZAM:** matriz de dimensión (s, n) , donde s es el número de zonas de aislamiento manual y n es el número de elementos del alimentador.

$zam_{ij} = 1$; elemento j pertenece a la zona de aislamiento manual i .

$zam_{ij} = 0$; elemento j no pertenece a la zona de aislamiento manual i .

- **ZxxCaFi**: matrices de dimensión $(2, x)$, una por cada tipo de zona, donde **xx** en el nombre representa el tipo de zona y x el número de esas zonas.

$zxxcafi(0,j)$ = elemento cabecera de la zona j .

$zxxcafi(1,j)$ = elemento final de la zona j .

Nótese que en las matrices **Zxx**, sólo hay un '1' en cada columna.

En un segundo grupo de matrices, se describen las relaciones entre las zonas de aislamiento.

- **Θ**: matriz de dimensión (r,r) donde r es el número de zonas de aislamiento automático. Esta matriz sirve para indicar a qué zonas afecta una falta en una de ellas o, dicho de otra manera, qué zonas sufren una interrupción al ocurrir una falta en una de ellas.

$\theta_{ij} = 1$; una falta en la zona j afecta a la zona i .

$\theta_{ij} = 0$; una falta en la zona j no afecta a la zona i .

- **Φ**: matriz de dimensión (s,s) donde s es el número de zonas de aislamiento manual. Esta matriz sirve para indicar a qué zonas de aislamiento manual afecta el tiempo de reparación de una falta en una de ellas o, dicho de otra manera, a qué zonas no se puede aislar manualmente de una falta ocurrida en una de ellas.

$\phi_{ij} = 1$; una falta en la zona j afecta a la zona i .

$\phi_{ij} = 0$; una falta en la zona j no afecta a la zona i .

Y por último, existe otro grupo de matrices que recogen otro tipo de información más específica, necesaria para el cálculo de algunas subindisponibilidades. Son las siguientes:

- **ZTLOC**: matriz de dimensión (l,n) donde l es el número de zonas teleseñalizadas y n el número de elementos del alimentador. Esta matriz sirve para indicar qué elementos dentro de cada zona teleseñalizada se encuentra a su vez entre equipos de señalización local, incluyendo los selectores. Esta información se utiliza luego para el cálculo del tiempo de localización asociado a cada zona teleseñalizada.

$ztloc_{ij} = 1$; el elemento j de la zona teleseñalizada i está entre elementos de señalización local internos a la zona.

$ztloc_{ij} = 0$; el elemento j de la zona teleseñalizada i no está entre elementos de señalización local internos a la zona.

Nótese que puede haber una, varias o todas las filas con solo ceros: todas las filas correspondientes a zonas con ningún o sólo un equipo de señalización en su interior.

- **vta**: vector de dimensión s , siendo s el número de zonas de aislamiento manual del alimentador. Este vector indica qué zonas tienen tiempo de aislamiento distinto de cero, al tener que aislarse del resto del alimentador manualmente antes de proceder a la reparación de la falta.

$vta_i = 1$; la zona de aislamiento manual i tiene un tiempo de aislamiento distinto de cero.

$vta_i = 0$; la zona de aislamiento manual i tiene un tiempo de aislamiento igual a cero.

En estas matrices base está toda la información necesaria para poder calcular el tiempo de indisponibilidad de cada elemento, la frecuencia de interrupción y en general todos los datos de fiabilidad del alimentador.

A2. Cálculo de la indisponibilidad

Partiendo de las matrices base descritas en el apartado anterior, se pueden calcular los datos de indisponibilidad de los elementos del alimentador. Para calcular la indisponibilidad total de un elemento, se utiliza la división en subindisponibilidades descrita en el capítulo 5. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$\mathbf{u} = \mathbf{u}_{\text{avi}} + \mathbf{u}_{\text{acc}} + \mathbf{u}_{\text{loc}} + \mathbf{u}_{\text{rec}} + \mathbf{u}_{\text{sec}} + \mathbf{u}_{\text{rep}} \quad (\text{A.1})$$

A la hora de describir las operaciones matriciales para obtener la indisponibilidad, se utilizarán operaciones de multiplicación y división de matrices elemento a elemento. Estas operaciones se marcarán con los siguientes símbolos:

- ⊗ Multiplicación de vectores o matrices elemento a elemento para la obtención de un vector o una matriz de mismas dimensiones. Para multiplicación estándar de vectores o matrices, se utilizará el símbolo estándar “×”.
- + División de vectores o matrices elemento a elemento para la obtención de un vector o una matriz de mismas dimensiones.

A2.1. Cálculo de la subindisponibilidad de aviso

Esta subindisponibilidad es debida al tiempo que transcurre desde que ocurre la falta hasta que la compañía eléctrica encargado del mantenimiento de la red lo sabe. Una falta no afectará a nadie por este concepto si tiene aguas arriba una teleseñal que mande el aviso automáticamente al centro de control. En caso contrario, afectará a todas aquellas zonas que no queden automáticamente aisladas de la falta y alimentadas. El cálculo de esta subindisponibilidad de forma matricial queda por tanto:

donde \mathbf{A} es una matriz de dimensión (n,n) con:

$a_{ij} = 0$; existe un reponedor automático para i cuando hay una falta en j , o existe una teleseñal aguas arriba de j .

$a_{ij} = 1$; resto de los casos.

Esta matriz se calcula, utilizando las matrices base, como sigue:

$$\mathbf{A} = \mathbf{B} \otimes \mathbf{taa} \quad (\text{A.2})$$

siendo \mathbf{taa} un vector fila igual a la primera fila de la matriz \mathbf{ZT} : este vector indica con un ‘1’ los elementos que pertenecen a la primera zona teleseñalizada, y que por tanto no tienen teleseñal aguas arriba. El resto de elementos tienen un tiempo de indisponibilidad debido al tiempo de aviso igual a cero. Y \mathbf{B} , matriz de dimensión (n,n) , se calcula como sigue:

$$\mathbf{B} = \mathbf{ZAA}^t \times \Theta \times \mathbf{ZAA} \quad (\text{A.3})$$

Lo único que se hace es pasar de la relación existente entre zonas que nos indica la matriz Θ , a la relación existente entre elementos. Para ello se utiliza la matriz \mathbf{ZAA} que indica a qué zona de aislamiento

automático pertenece cada elemento. De esta manera se consigue la matriz **B** de dimensión (n,n) que indica qué elementos afectan a cada elemento:

$b_{ij} = 0$; existe un reponedor automático para i cuando hay una falta en j .

$b_{ij} = 1$; resto de los casos.

Al ser **B** de dimensión (n,n) y **taa** de dimensión $(1,n)$, para completar la operación de multiplicación elemento a elemento, se multiplica cada fila de **B** con **taa**.

A2.2. Cálculo de la subindisponibilidad de acceso

Una vez la compañía tiene conocimiento de la falta, debe mandar una brigada al alimentador para las operaciones manuales de aislamiento y la reparación de la falta. Esta brigada invertirá un tiempo en acceder al alimentador, que se llamará tiempo de acceso. Según la información de la que dispongan sobre la falta, la brigada irá a un punto o a otro del alimentador, tardando un tiempo distinto. Esta dependencia de la información disponible y de la falta ocurrida se modela en este apartado. La subindisponibilidad de acceso se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\mathbf{u}_{\text{acc}} = \mathbf{B} \times \boldsymbol{\lambda} \mathbf{Z} \mathbf{T} \times \mathbf{z} \mathbf{t}_{\text{acc}} \quad (\text{A.4})$$

donde la matriz **B** ya ha sido descrita en el apartado anterior (ver ecuación 3), la matriz $\boldsymbol{\lambda} \mathbf{Z} \mathbf{T}$ es de dimensión (n,l) y el vector $\mathbf{z} \mathbf{t}_{\text{acc}}$ de dimensión l , siendo l el número de zonas teleseñalizadas del alimentador.

La matriz $\boldsymbol{\lambda} \mathbf{Z} \mathbf{T}$ recoge en cada columna las tasas de fallo de los elementos que pertenecen a esa zona teleseñalizada (cada columna corresponde a una zona teleseñalizada). Esta matriz se obtiene como sigue:

$$\boldsymbol{\lambda} \mathbf{Z} \mathbf{T} = \mathbf{Z} \mathbf{T}^t \otimes \boldsymbol{\lambda} \quad (\text{A.5})$$

donde el vector columna $\boldsymbol{\lambda}$ se multiplica elemento a elemento con cada columna de la matriz **ZT** transpuesta.

El vector $\mathbf{z} \mathbf{t}_{\text{acc}}$, o vector de tiempos de acceso a las zonas teleseñalizadas, requiere unos cálculos más elaborados. Se supone que al ocurrir una falta en un alimentador, el centro de control puede saber en qué zona teleseñalizada ha tenido lugar gracias a la información que recibe. Por tanto, mandará a la brigada a esa zona. Parece lógico suponer que la brigada se dirigirá al punto de la zona que le dé información adicional sobre la localización de la falta, como pueden ser equipos de señalización local, y al que menos tarde en llegar. Para tener en cuenta todos estos conceptos, se calcula como sigue:

$$\mathbf{z} \mathbf{t}_{\text{acc}} = \min_sup_a_0 \left(\mathbf{Z} \mathbf{T} \otimes \mathbf{sen} \otimes \mathbf{t}_{\text{acc}}^t ; \mathbf{Z} \mathbf{T} \otimes \mathbf{t}_{\text{acc}}^t \right) \quad (\text{A.6})$$

donde **sen** es un vector fila de dimensión n , que indica los elementos que tienen algún equipo de señalización local como señalizadores o selectores con un '1'. La función 'min_sup_a_0' el mínimo de cada fila que sea superior a cero. La razón de tener dos argumentos es que si no encuentra ningún valor superior a cero en el primer argumento, pasa a buscarlo en el segundo (para cada fila por separado). Se utiliza la traspuesta del vector \mathbf{t}_{acc} para tener un vector fila.

A2.3. Cálculo de la subindisponibilidad de localización

Una vez la brigada encargada de la reparación de la falta ha llegado a la zona teleseñalizada, debe reducir el espacio de búsqueda de la falta, localizando la zona de recorrido donde ha tenido lugar la falta. Para ello debe obtener toda la información necesaria de los equipos de señalización local, si es que los hay en la zona. La subindisponibilidad debida a este tiempo se calcula como sigue:

$$\mathbf{u}_{\text{loc}} = \mathbf{B} \times \boldsymbol{\lambda} \mathbf{ZT} \times \mathbf{z} \mathbf{t}_{\text{loc}} \quad (\text{A.7})$$

donde \mathbf{B} y $\boldsymbol{\lambda} \mathbf{ZT}$ son las matrices ya descritas anteriormente (ver ecuaciones 3 y 5 respectivamente), y $\mathbf{z} \mathbf{t}_{\text{loc}}$ es un vector de dimensión l , siendo l el número de zonas teleseñalizadas del alimentador, que indica el tiempo de localización asociado a cada zona. Este vector se calcula como sigue:

$$\mathbf{z} \mathbf{t}_{\text{loc}} = \mathbf{ZTLOC} \times \left| \frac{1}{2} \text{longitud} \div \mathbf{v}_{\text{loc}} \right| \quad (\text{A.8})$$

donde la operación ‘+’ es elemento a elemento.

A2.4. Cálculo de la subindisponibilidad de recorrido

Ya se sabe en qué zona de recorrido está la falta, y por tanto hay que recorrerla como su propio nombre indica para encontrar el elemento averiado. La indisponibilidad debida a este concepto se calcula como sigue:

$$\mathbf{u}_{\text{rec}} = \mathbf{C} \times \left((\mathbf{ZR} \times \boldsymbol{\lambda}) \otimes (\mathbf{ZR} \times \mathbf{t}_{\text{rec}}) \right) \quad (\text{A.9})$$

donde \mathbf{ZR} y $\boldsymbol{\lambda}$ son ya conocidas, \mathbf{C} es una matriz de dimensión (n,k) , y \mathbf{t}_{rec} un vector de dimensión n , siendo n el número de elementos del alimentador y k el número de zonas de recorrido.

La matriz \mathbf{C} indica cómo se ven afectados cada elemento por las faltas ocurridas en cada zona de recorrido:

$c_{ij} = 0$; una falta en la zona j no afecta al elemento i (existe un reponedor automático para i cuando hay una falta en la zona j).

$c_{ij} = 1$; resto de los casos: una falta en la zona j sí afecta al elemento i .

y se calcula como sigue:

$$\mathbf{C} = \text{norm}(\mathbf{B} \times \mathbf{ZR}^t) \quad (\text{A.10})$$

donde se define la operación “norm” de forma que todos los elementos no nulos de la matriz pasen a valer uno.

El vector \mathbf{t}_{rec} indica el tiempo que se tarda en recorrer cada elemento, y se calcula como sigue:

$$\mathbf{t}_{\text{rec}} = \frac{1}{2} \text{longitud} \div \mathbf{v}_{\text{rec}} \quad (\text{A.11})$$

A2.5. Cálculo de la subindisponibilidad de seccionamiento

En este momento ya se sabe el lugar exacto de falta en el alimentador, y hay que proceder a aislarla lo más posible del resto del alimentador sano. Cada zona de aislamiento manual tendrá un tiempo de aislamiento asociado dependiente de los equipos instalados en las fronteras, y de los elementos que engloba. La subindisponibilidad se calcula como sigue:

$$\mathbf{u}_{\text{sec}} = \mathbf{B} \times \lambda \mathbf{ZAM} \times \mathbf{t}_{\text{sec}} \quad (\text{A.12})$$

donde \mathbf{B} es conocida (ver ecuación 3), $\lambda \mathbf{ZAM}$ es una matriz de dimensión (n,s) y \mathbf{t}_{sec} es un vector de dimensión s , siendo s el número de zonas de aislamiento manual. $\lambda \mathbf{ZAM}$ se construye de forma similar a $\lambda \mathbf{ZT}$ pero utilizando la matriz \mathbf{ZAM} en vez de \mathbf{ZT} :

$$\lambda \mathbf{ZAM} = \mathbf{ZAM}^t \otimes \lambda \quad (\text{A.13})$$

y \mathbf{t}_{sec} se calcula como sigue:

$$\mathbf{t}_{\text{sec}} = \left(\mathbf{ZAM} \times \left| \frac{1}{2} \text{longitud} \div v_{\text{loc}} \right| \right) \otimes \mathbf{vta} \quad (\text{A.14})$$

donde todas las matrices y vectores son ya conocidos. Lo que hace aquí el vector \mathbf{vta} es anular el tiempo de seccionamiento en las zonas en las que no hay posibilidad de seccionar manualmente.

A2.6. Cálculo de la subindisponibilidad de reparación

Ya se tiene localizada la falta, y ya se la ha aislado lo más posible. Ahora hay que reparar el elemento averiado, o reemplazarlo. Este tiempo sólo afectará a los puntos que sigan sin suministro eléctrico. Esto se intenta reflejar en el cálculo de subindisponibilidad de reparación:

$$\mathbf{u}_{\text{rep}} = \mathbf{D} \times (\lambda \otimes \mathbf{t}_{\text{rep}}) \quad (\text{A.15})$$

donde la matriz \mathbf{D} de dimensión (n,n) indica los elementos que afectan a cada elemento mientras se están reparando, siendo n el número de elementos del alimentador:

$d_{ij} = 0$; el tiempo de reparación de una falta en el elemento j no afecta al elemento i (existe un reponedor manual para i cuando hay una falta en la zona j).

$d_{ij} = 1$; resto de los casos: el tiempo de reparación de una falta en la zona j sí afecta al elemento i .

Esta matriz se obtiene de las matrices base de forma similar a \mathbf{B} , pero con las matrices referentes a las zonas de aislamiento manual en vez de automáticas:

$$\mathbf{D} = \mathbf{ZAM}^t \times \Phi \times \mathbf{ZAM} \quad (\text{A.16})$$

A3. Construcción de las matrices topológicas

Para construir las matrices base a partir de la información topológica de un alimentador, se propone un método que únicamente necesita en un recorrido recursivo desde la cabecera del alimentador hasta los extremos del mismo y vuelta.

Para ello, se establecen una serie de banderas que se activan a la subida o a la bajada por el alimentador, ya que para algunos casos se necesitan datos de elementos aguas arriba y de elementos aguas abajo. Este método propuesto se puede implantar fácilmente en un programa informático.

A3.1. Matrices Z_{xx} y Z_{xxCaFi}

Las cuatro matrices Z_R , Z_T , Z_{AA} y Z_{AM} indican a qué zona pertenece cada elemento. Eso quiere decir que cada columna de la matriz (corresponde a un elemento del alimentador) tendrá únicamente un elemento igual a 1 (correspondiente a la fila de la zona a la que pertenece), siendo el resto de sus elementos 0.

La construcción de esta matriz no requiere ninguna bandera. Al ir avanzando por el alimentador aguas abajo, se crean nuevas filas cuando aparecen zonas nuevas (dependen del tipo de equipo que exista en el elemento al que se llega, y no se sabe a priori el número de zonas de este tipo), y se rellena la zona a la que pertenece cada elemento. Únicamente hay que tener cuidado cuando se vuelve a empezar una rama desde un elemento dado. Los elementos que están aguas abajo de él pertenecen a su misma zona, salvo que aparezca un equipo que cree una nueva zona.

Las matrices Z_{xxCaFi} son evidentes: cada vez que aparece una nueva zona, se crea una nueva columna con el número de identificación del elemento cabecera de la zona arriba. La segunda fila se rellena al llegar a un extremo de la zona, y se actualiza cada vez que se llega a un nuevo extremo. Se considera extremo un elemento perteneciente a la zona sin elementos hijo, o cuyo hijo o hijos pertenezcan todos a otra zona.

A3.2. Vector v_{ta}

Este recoge el hecho de tener un tiempo de aislamiento manual distinto de cero. Para ello, es necesario conocer todas las fronteras de la zona, para conocer qué tipo de equipo la limita aguas abajo, y si la siguiente zona tiene alimentación alternativa. Por lo tanto, se necesita una bandera para cuando se vuelve de las zonas aguas abajo.

Las reglas para rellenar el vector son las siguientes:

Bajando por el alimentador

Cuando se está bajando por el alimentador y aparece una nueva zona, se añade un elemento al vector. Este elemento será 1 si el equipo delimitador es un seccionador, y 0 si es un selector.

Subiendo por el alimentador

Cuando se está volviendo de zonas aguas debajo de la zona de aislamiento, entonces debe actualizarse el valor del elemento correspondiente a esa zona según el valor de una bandera. Esta bandera indicará si la zona aguas abajo tiene alimentación alternativa, y si es manual o automática. El valor se actualizará según las reglas siguientes:

- Equipo frontera es un seccionador, debe ponerse a 1 si la bandera alimentación alternativa, ya sea automática o manual.
- Equipo frontera es un selector, debe ponerse a 1 si la bandera indica alimentación alternativa manual.

En el resto de los casos, no se modifica el valor existente.

A3.3. Matriz ZTLOC

Esta matriz indica los elementos internos a una zona teleseñalizada que estén entre equipos sin teleseñal pero con información local. Al iniciar el recorrido por el alimentador, esta matriz se inicia con una sola fila con tantos elementos como elementos tiene el alimentador. Se inicializan todos los elementos de la fila a cero. Además de la matriz, se crea un vector auxiliar con tantos elementos como elementos tiene el alimentador. Cada vez que se encuentra una nueva zona teleseñalizada, se añade otra fila, también con todos sus elementos iguales a cero y con su vector auxiliar asociado.

A medida que se avanza en la zona, no se apunta nada hasta que se encuentre un equipo señalizador o selector. A partir del equipo, se van pasando a 1 los elementos del vector auxiliar correspondientes a los elementos del alimentador por los que se va pasando. Cuando se encuentra otro equipo, entonces se pasan todos los elementos iguales a 1 del vector auxiliar a la fila correspondiente de la matriz **ZTLOC**, y se sigue igual. Si no se encuentra ningún equipo antes de llegar a un extremo, se activa la bandera BORRAR. De esta forma, a medida que se deshace el camino, se van borrando los elementos iguales a 1 del vector auxiliar, hasta que se vuelve a ir hacia abajo, o se vuelve al equipo inicial. En estos casos, se desactiva la bandera BORRAR.

Si únicamente se encuentra un único equipo señalizador o selector en toda la zona, la fila de la matriz **ZTLOC** correspondiente a esa zona se deja a cero.

A3.4. Matrices Θ y Φ

Estas matrices indican la dependencia entre zonas de aislamiento. Las dos se construyen igual, salvo que una se refiere a zonas de aislamiento manual y la otra a zonas de aislamiento automático.

La forma de construir las es la siguiente:

- Cada vez que se encuentra una nueva zona, se aumenta el tamaño de la matriz en una fila y una columna.
- La diagonal de la matriz es siempre igual a 1
- La matriz triangular superior es siempre igual a cero.
- Los valores de la matriz triangular inferior se rellenan al volver para atrás en función de dos datos: el número de índice de la zona de la que se viene, y si esa zona tiene alimentación alternativa (automática para Θ y manual para Φ). Las reglas que se siguen son las siguientes:

- La zona j de la que se viene tiene alimentación alternativa: en la columna de la zona i a la que se llega, se ponen a cero todos los elementos pendientes de rellenar a partir de la fila correspondiente a la zona de la que se viene hasta el final. También se ponen a cero todos los elementos pendientes de rellenar de la fila correspondiente a la zona j , y de las filas de las zonas afectadas por la zona de la que se viene (son las filas que tienen un 1 en la columna correspondiente a la zona j).
- La zona j de la que se viene no tiene alimentación alternativa: En la columna de la zona i a la que se llega, se ponen a 1 todos los elementos pendientes de rellenar a partir del elemento del que se viene a partir de la fila correspondiente a la zona de la que se viene hasta el final.
- Independientemente de la existencia o no de alimentación alternativa, se ponen a cero todos los elementos pendientes de rellenar de las columnas intermedias (entre la columna correspondiente a la zona a la que se llega, y la columna correspondiente a la zona de la que se llega), a partir de la fila correspondiente a la zona de la que se viene hasta el final.

A continuación se presenta un ejemplo de cómo se construyen estas matrices, por ser las más complejas. El ejemplo se basa en el alimentador de la figura A.2 donde, para simplificar, se han representado únicamente las zonas de aislamiento, que pueden ser de automáticas o manuales, según se quiera. Se presentan dos ejemplos, uno en el que la alimentación alternativa es suficiente para alimentar a todo el alimentador (no se tiene en cuenta la limitación de flujo), y otro en el que sólo es capaz de alimentar hasta la zona 3.

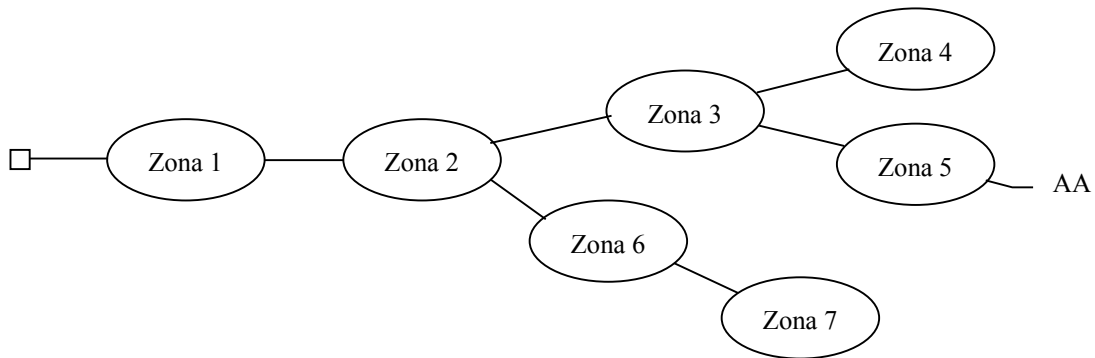


Figura A.2 Alimentador agrupado en zonas de aislamiento automático o manual para el cálculo de la matriz Θ o Φ .

A continuación se describe cómo se va generando la matriz paso a paso. Cada paso supone avanzar una zona hacia abajo (siguiendo la numeración), o volviendo para atrás (pasar de una zona a su zona padre).

Ejemplo 1 (sin limitaciones para la alimentación alternativa)

- 1) Se inicia en la zona 1, con una matriz de dimensión (1,1), con el elemento de la diagonal igual a 1.

$$\begin{bmatrix} 1 \end{bmatrix}$$

- 2) Se pasa a la zona 2. La matriz pasa a tener dimensión (2,2), y se rellena la matriz triangular superior con cero y se coloca un 1 en el nuevo elemento de la matriz principal.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ & 1 \end{bmatrix}$$

- 3) Se pasa a la zona 3. Se incrementa la matriz a la dimensión de (3,3), de la misma forma que anteriormente.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 \\ & & 1 \end{bmatrix}$$

- 4) Se pasa a la zona 4. Igual que antes, pero con matriz de (4,4).

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 \\ & & 1 & 0 \\ & & & 1 \end{bmatrix}$$

- 5) La zona 4 no tiene ningún hijo, con lo que se vuelve a la zona 3. En este caso, la zona 4 no tiene alimentación alternativa, con lo que en la columna de la zona a la que se llega (zona 3), se rellena de unos los elementos pendientes de rellenar a partir de la fila 4.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 \\ & & 1 & 0 \\ & & & 1 \end{bmatrix}$$

- 6) Se pasa a la zona 5. Se incrementa la dimensión de la matriz a (5,5), de la misma forma que anteriormente.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 \\ & & 1 & 0 & 0 \\ & & & 1 & 0 \\ & & & & 1 \end{bmatrix}$$

- 7) La zona 5 no tiene hijos, con lo que se vuelve a la zona 3. La zona 5 tiene alimentación alternativa, con lo que se en la columna de la zona a la que se llega (zona 3), se rellena de ceros los elementos pendientes de rellenar a partir de la fila de la zona de la que viene (zona 5). También se ponen a cero todos los elementos de la fila correspondiente a la zona de la que se viene.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 \\ & & 1 & 0 & 0 \\ & & & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

- 8) Ya se han recorrido todos los hijos de la zona 3, con lo que se vuelve para atrás a la zona 2. La zona 3 tiene alimentación alternativa (a través de 5), con lo que se rellenan en la columna de la zona a la que se llega (zona 2) todos los elementos pendientes a partir de la fila de la zona de la que se viene (zona 3). Además, se rellenan de ceros todas las filas de las zonas que se ven afectadas por la zona de la que se viene (zonas 3 y 4 cuyas filas tienen un 1 en la columna correspondiente a la zona de la que se viene, zona3).

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ & & & & 1 \end{bmatrix}$$

- 9) Se pasa a la zona 6. Se incrementa la dimensión de la matriz a (6,6), de la misma forma que anteriormente.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ & & & & & 1 \end{bmatrix}$$

- 10) Se pasa a la zona 7. La matriz pasa a tener una dimensión de (7,7).

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ & & & & & 1 & 0 \\ & & & & & & 1 \end{bmatrix}$$

- 11) La zona 7 no tiene zonas hija, con lo que se vuelve a la zona 6. La zona 7 no tiene alimentación alternativa, con lo que se rellenan de 1 todos los elementos pendientes de rellenar de la columna correspondiente a la zona a la que se llega (zona 6), a partir del elemento correspondiente a la zona de la que se viene (zona 7).

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ & & & & & 1 & 0 \\ & & & & & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

- 12) Como la zona 6 ya no tiene más zonas hija, se vuelve a la zona 2. La zona 6 no tiene alimentación alternativa, con lo que se rellenan de 1 todos los elementos pendientes de rellenar de la columna correspondiente a la zona a la que se llega (zona 2), a partir del elemento correspondiente a la zona de la que se viene (zona 6). Además, se llenan de ceros todos los elementos pendientes de rellenar de las columnas intermedias (zonas 3 a 5).

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ & & & & & & & 1 & 0 \\ & & & & & & & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

- 13) La zona 2 ya no tiene más zonas hija, se vuelve a la zona 1. La zona 2 tiene alimentación alternativa (a través de la zona 3), con lo que se rellenan de ceros los elementos pendientes de rellenar de la columna correspondiente a la zona a la que se llega (zona 1), a partir del elemento de la zona de la que se viene (zona 2). Con este paso se han rellenado todos los elementos de la matriz.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Ejemplo 2 (la alimentación alternativa sólo puede alimentar hasta la zona 3)

Todos los pasos son iguales, hasta el último. En el paso 13), es decir, cuando se vuelve de la zona 2 a la zona 1, las condiciones son distintas: la zona 2 no tiene alimentación alternativa (la alimentación alternativa que viene de la zona 5 no puede cubrir las necesidades de carga más allá de la zona 3. En ese caso, se rellenan de unos los elementos pendientes de la columna correspondiente a la zona a la que se llega (zona 1), a partir del elemento de la zona de la que se viene (zona 2). Con este paso se han rellenado todos los elementos de la matriz.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

A4. Modificaciones de las matrices topológicas

Para no tener que reconstruir todas las matrices cada vez que se cambie un equipo, se ha estudiado como afecta a las matrices ya construidas quitar o poner un equipo. Para facilitar el proceso, se han asociado procesos de modificación de matrices según características que tengan los equipos, resumidos a continuación:

Señal: información local sobre la localización de la falta. Quitar un equipo con señal afecta a las matrices **ZR**, **ZRCaFi** y **ZTLOC**.

Teleseñal: información sobre la localización de la falta enviada al centro de control Quitar un equipo con teleseñal afecta a las matrices **ZT**, **ZTCaFi** y **ZTLOC**.

Aislamiento manual:

capacidad de aislar el tramo mediante accionamiento manual. Quitar un equipo con aislamiento manual afecta a las matrices **ZAM**, **ZAMCaFi** y Φ .

Aislamiento automático:

capacidad de aislar el tramo automáticamente. Quitar un equipo con aislamiento automático afecta a las matrices **ZAA**, **ZAACaFi** y Θ .

Cada equipo puede acumular varias funciones de las cuatro descritas. Cada vez que se quite o añada un equipo con alguna de estas características, es necesario actualizar las matrices que se han indicado. A continuación se describe qué funciones tienen cada equipo:

Señalizador: Señal

Teleseñalizador: Señal y Teleseñal

Seccionador: Aislamiento manual

Selector: Aislamiento manual, Aislamiento automático y Señal

Teleselector: Todos

A continuación se describen cómo se modifican las matrices según el tipo de función.

A4.1. Señal

A4.1.1. Quitar un equipo con señal

Si se quita un equipo con señal del elemento i del alimentador, que marca el principio de la zona de recorrido b , desaparece dicha zona de recorrido, integrándose en su zona de recorrido padre. La zona de recorrido padre de la zona b es la zona de recorrido a .

Matriz ZRCaFi

- En la segunda fila, se coloca en el elemento a el valor más alto de los elementos a y b .
- Se borra la columna b .

Matriz ZR

- En la fila a , se coloca el resultado de hacer una operación OR entre la fila a y b .
- Se borra la fila b .

Matriz ZTLOC

- A partir de la nueva matriz **ZRCaFi** y de la matriz **ZTCaFi**, se determinan los elementos con algún equipo con señal de la zona teleseñalizada a la que pertenece el elemento i .
- Si el número de elementos con equipo con señal es inferior o igual a 1, se anulan todos los elementos de la fila correspondiente a esa zona teleseñalizada.
- Si el número de elementos con equipo con señal es superior a 1, entonces se parte del elemento con equipo con señal de numeración inferior y se recorre la zona teleseñalizada construyendo esa fila como en la fase de construcción.

- Si el equipo que se quita no sólo tiene señal, sino también teleseñal, entonces no se hace este cambio, sino que se hace el cambio señalado en el apartado 0.

A4.1.2. Poner un equipo con señal

Si se pone un equipo con señal en el elemento i del alimentador que pertenece a la zona de recorrido a , se crea una zona de recorrido b . Para determinar el índice b de la nueva zona, se utiliza la información de la matriz **ZRCaFi**.

Matriz **ZRCaFi**

- En la primera fila de la matriz que indica los elementos cabecera de cada zona de recorrido, se inserta una columna entre los elementos inferiores y superiores a i . El índice de esta columna indica el índice b de la zona de recorrido.
- En la segunda fila, se actualizan los valores finales de las dos zonas (a y b).

Matriz **ZR**

- Se añade una nueva fila con el índice b .
- Todos los elementos de la fila a que tengan un 1 entre los elementos inicial y final de la zona b (ver matriz **ZRCaFi**) se copian a la fila b , se convierten en cero en la fila a y se rellena los elementos restantes de la fila b con ceros.

Matriz **ZTLOC**

El procedimiento es el mismo que para quitar una señal.

- A partir de la nueva matriz **ZRCaFi** y de la matriz **ZTCaFi**, se determinan los elementos con algún equipo con señal de la zona teleseñalizada a la que pertenece el elemento i .
- Si el número de elementos con equipo con señal es inferior o igual a 1, se anulan todos los elementos de la fila correspondiente a esa zona teleseñalizada.
- Si el número de elementos con equipo con señal es superior a 1, entonces se parte del elemento con equipo con señal de numeración inferior y se recorre la zona teleseñalizada construyendo esa fila como en la fase de construcción.
- Si el equipo que se pone no sólo tiene señal, sino también teleseñal, entonces no se hace este cambio, sino que se hace el cambio señalado en el apartado A4.2.2.

A4.2. Teleseñal

A4.2.1. Quitar un equipo con teleseñal

Si se quita un equipo con teleseñal del elemento i del alimentador, que marca el principio de la zona teleseñalizada b , desaparece dicha zona teleseñalizada, integrándose en su zona teleseñalizada padre. La zona teleseñalizada padre de la zona b es la zona teleseñalizada a .

Antes de proceder a modificar las matrices que se ven afectadas, es necesario sacar información de las matrices **ZTCaFi** para determinar los elementos con señal internos a las dos zonas teleseñalizadas a y b . Esta información se utilizará posteriormente para la modificación de la matriz **ZTLOC**. Una vez recogida esta información se modifican las matrices **ZTCaFi** y **ZT** igual que las matrices **ZRCaFi** y **ZR** en el caso anteriormente descrito de quitar la señal.

Matriz ZTCaFi

- En la segunda fila, se coloca en el elemento a el valor más alto de los elementos a y b .
- Se borra la columna b .

Matriz ZT

- En la fila a , se coloca el resultado de hacer una operación OR entre la fila a y b .
- Se borra la fila b .

Matriz ZTLOC

Si se quita una teleseñal, es necesario aplicar este método de cambio sin aplicar el método de cambio propuesto para quitar una señal.

- Se conocen los elementos con señal de las dos zonas, extraídos de las matrices **ZTCaFi** antes de ser modificadas.
- En caso de tener al menos 1 elemento con señal en las dos zonas, se construye una fila auxiliar de tamaño el número de elementos del alimentador, con todos sus elementos inicialmente a cero. Se parte del elemento con señal de mayor índice de la zona b y se remonta el alimentador hasta alcanzar el elemento con señal de menor índice de la zona a . En el caso de que se llegue por el camino a un elemento con un 1 en la fila a de la matriz **ZTLOC**, no es necesario seguir.
- Se hace una operación OR entre las dos filas correspondientes a las zonas teleseñalizadas a y b , y el vector auxiliar construido en el punto anterior. El resultado se mete en la fila a .
- Se borra la fila b .

A4.2.2. Poner un equipo con teleseñal

Si se pone un equipo con teleseñal en el elemento i del alimentador que pertenece a la zona teleseñalizada a , se crea una zona teleseñalizada b . Para determinar el índice b de la nueva zona, se utiliza la información de la matriz **ZTCaFi**.

Antes de proceder a modificar las matrices que se ven afectadas, es necesario sacar información de la matriz **ZTCaFi** para determinar los elementos con señal internos a la zona teleseñalizada a . Esta información se utilizará posteriormente para la modificación de la matriz **ZTLOC**. Una vez recogida esta información se modifican las matrices **ZTCaFi** y **ZT** igual que las matrices **ZRCaFi** y **ZR** en el caso anteriormente descrito de poner un equipo con señal.

Matriz ZTCaFi

- En la primera fila de la matriz que indica los elementos cabecera de cada zona teleseñalizada, se inserta una columna entre los elementos inferiores y superiores a i . El índice de esta columna indica el índice b de la zona teleseñalizada.
- En la segunda fila, se actualizan los valores finales de las dos zonas (a y b).

Matriz ZT

- Se añade una nueva fila con el índice b .

- Todos los elementos de la fila a que tengan un 1 entre los elementos inicial y final de la zona b (ver matriz $ZTCaFi$) se copian a la fila b , se convierten en cero en la fila a y se rellena los elementos restantes de la fila b con ceros.

Matriz $ZTLOC$

Debe seguirse el siguiente procedimiento:

- Se añade una nueva fila b a la matriz $ZTLOC$, con todos sus elementos inicialmente a cero. Se pasan a la nueva fila b todos los elementos a 1 en la fila a de elementos que pertenezcan a la nueva zona teleseñalizada b , anulándose en la fila a .
- Se comprueba en cada zona el número de elementos de interés. Si hay menos de 2 equipos, se anulan todos los elementos que estén a 1.
- Si hay 2 o más elementos de interés en alguna de las zonas, se verifica si se han dividido los elementos de interés de la antigua zona teleseñalizada a (parte de los elementos de interés se quedan en la nueva zona a , y parte en la nueva zona b). Si no se han dividido se mantienen las dos filas como están. Si se han dividido, es necesario partir del elemento i , y subir o bajar (zona b o a) por el alimentador anulando los elementos de la matriz $ZTLOC$ correspondientes hasta encontrar un elemento de interés, o un elemento con 2 caminos de 1 (dos elementos distintos, además de por el que se ha llegado al mismo, conectados al mismo, y con un 1 en el elemento correspondiente).
- Si al modificar los equipos instalados en un alimentador, se quita un equipo con teleseñal, y se pone en otro lugar, no es necesario actualizar dos veces la matriz $ZTLOC$, sino que es posible integrar los dos procedimientos de quitar y poner una teleseñal.

A4.3. Aislamiento

Para quitar o poner un aislamiento, se procede exactamente igual en el caso de ser manual o automático, salvo que se modifican matrices distintas. Si se quita o se pone un aislamiento manual, se modifican las matrices ZAM , $ZAMCaFi$ y Φ . Si se quita o se pone un aislamiento automático, se modifican las matrices ZAA , $ZAACaFi$ y Θ . A continuación se presenta cómo se modifican estas matrices, designándolas como ZAx , $ZAxCaFi$ y $\Phi\Theta$. No hay que olvidar tampoco que un equipo con aislamiento automático también tiene aislamiento manual, con lo que hay que modificar todas las matrices.

A4.3.1. Quitar un equipo con aislamiento

Si se quita un equipo con aislamiento del elemento i del alimentador, que marca el principio de la zona de aislamiento b , desaparece dicha zona de aislamiento, integrándose en su zona de aislamiento padre. La zona de aislamiento padre de la zona b es la zona de aislamiento a . Se modifican las matrices $ZAxCaFi$ y ZAx igual que las matrices $ZRCaFi$ y ZR en el caso anteriormente descrito de quitar la señal.

Matriz $ZAxCaFi$

- En la segunda fila, se coloca en el elemento a el valor más alto de los elementos a y b .
- Se borra la columna b .

Matriz ZAx

- En la fila a , se coloca el resultado de hacer una operación OR entre la fila a y b .
- Se borra la fila b .

Matriz $\Phi\Theta$

- Se quita la fila b .
- Se realiza una operación OR entre las columnas a y b , cuyo resultado se inserta en la columna a .
- En las filas de las zonas afectadas por la zona b (filas cuyo elemento b tiene un 1), se hace una operación OR con la fila a .
- Se borra la columna b .

A4.3.2. Poner un equipo con aislamiento

Si se pone un equipo con aislamiento en el elemento i del alimentador que pertenece a la zona de aislamiento a , se crea una zona de aislamiento b . Para determinar el índice b de la nueva zona, se utiliza la información de la matriz $\mathbf{ZAxCaFi}$. Se modifican las matrices $\mathbf{ZAxCaFi}$ y \mathbf{ZAx} igual que las matrices \mathbf{ZRCaFi} y \mathbf{ZR} en el caso anteriormente descrito de poner un equipo con señal.

Matriz $\mathbf{ZAxCaFi}$

- En la primera fila de la matriz que indica los elementos cabecera de cada zona de aislamiento, se inserta una columna entre los elementos inferiores y superiores a i . El índice de esta columna indica el índice b de la zona de aislamiento.
- En la segunda fila, se actualizan los valores finales de las dos zonas (a y b).

Matriz \mathbf{ZAx}

- Se añade una nueva fila con el índice b .
- Todos los elementos de la fila a que tengan un 1 entre los elementos inicial y final de la zona b (ver matriz $\mathbf{ZAxCaFi}$) se copian a la fila b , se convierten en cero en la fila a y se rellena los elementos restantes de la fila b con ceros.

Matriz $\Phi\Theta$

- Se insertan una columna y una fila b . Los elementos de la matriz triangular superior se ponen a cero, y el elemento de la diagonal principal (b,b) se pone a 1.
- Se determinan todas las zonas de aislamiento que cuelgan de la nueva zona (hijos, hijos de éstos, etc.) a partir de la matriz $\mathbf{ZAxCaFi}$. Estas zonas se denominan zonas descendientes.
- Para rellenar los elementos pendientes de la nueva columna b , se copian de la columna a de la zona padre los elementos correspondientes a las descendientes de b .
- El resto de elementos de la columna correspondientes a las demás zonas no descendientes de la zona b , se coloca un cero.
- Para rellenar la nueva fila b , se distingue entre el caso de que la nueva zona b tenga alimentación alternativa o no. Si tiene alimentación alternativa, todos los elementos de la fila que faltan por rellenar se ponen a cero. Si no tiene alimentación alternativa, se copia la fila de la zona a padre hasta la diagonal inclusive, poniendo el resto de los elementos a cero.
- Es necesario actualizar los elementos de las filas de las descendientes de la nueva zona, para el caso en que la nueva zona tenga alimentación alternativa. En ese caso, se ponen a cero todos los elementos de las filas de las zonas descendientes de índice inferior o igual al índice a de la zona padre.

BIBLIOGRAFÍA

Orden alfabético

- [ACCC 96] *Australian Competition and Consumer Commission, "National electricity market. Network Pricing Forum" July 1996.*
- [ACE 79] *A.C.E., "Report on the Application of Engineering Recommendation p2/5 Security of Supply" Report No. 51 (1979).*
- [Alexander 96] *Alexander, B. R. , "How to construct a service quality index in performance-based ratemaking", The Electricity Journal, pp. 46-53, April 1996.*
- [Allan 76] *Allan, R.N., Billinton, R., De Oliveira, M.F., "Reliability evaluation of electrical systems with switching actions" Proc. IEE 123, pp. 325-330, 1976.*
- [Allan 79-a] *Allan, R.N., Dialynas, E.N., Homer, I.R., "Modelling and evaluating the reliability of distribution systems" IEEE Trans. Power Apparatus Systems, PAS-09(6), pp. 2181-2189, 1979.*
- [Allan 79-b] *Allan, R.N., Dialynas, E.N., Homer, I.R., "Modelling common mode failures in the reliability evaluation of power system networks" IEEE Paper, A79 040-7, 1979.*
- [Allan 84] *Allan, R.N., Billinton, R., Lee, S.H., "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1977-1982" IEEE Transactions PAS-103, pp. 275-282, 1984.*
- [Allan 86] *Allan, R.N., Billinton, R., Abdel-Gawad, N.M.K., "The IEEE reliability test system-extensions to and evaluation of the generating system" IEEE Trans. Power Systems, PWRS-1(4), pp. 1-7, 1986.*
- [Allan 88] *Allan, R.N., Billinton, R., Shahidepour, S.M., Singh, C., "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1982-1987" IEEE Transactions Power Systems, Vol. 3, pp.1555-1564, 1988.*

- [Allan 91] Allan, R.N., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L., So, K.S., **“A reliability test system for educational purposes – Basic distribution system data and results”** *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 813-820, May 1991.
- [Allan 93] Allan, R.N., Billinton, R., Briehpol, A.M., Grigg, C.H., **“Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1987-1991”** *IEEE Winter Power Meeting, Columbus, paper 93 WM 166-9-PWRS*, February 1993.
- [Allan 94-a] Allan, R.N., Da Silva, M.G., **“Evaluation of reliability indices and outage costs in distribution systems”** *IEEE/PES 1994 Summer Meeting, San Francisco, CA, 94 SM 576-9 PWRS*, July 1994.
- [Allan 94-b] Allan, R.N., **“Power system reliability assessment – A conceptual and historical review”** *Elsevier Science Limited, Reliability Engineering and System Safety*, No. 46, pp. 3-13, 1994.
- [Allan 95] Allan, R.N., **“Power system reliability. An introduction and overview”** *EES-UETP course: Distribution automation, load management and quality of supply*. Universidad Politécnica de Valencia. Secretaría de la EES-UETP: IIT – Universidad Pontificia Comillas de Madrid 1995.
- [Argentina 92] Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de Argentina, **“Concurso público internacional para la venta de acciones clase “A” de Edenor S.A. y Edesur S.A. – SubAnexo 4: Normas de calidad del servicio público y sanciones”**, Argentina 1992.
- [Asparpoor 97] Asparpoor, S., Mathine, M.J., **“Reliability evaluation of distribution systems with non-exponential down times”** *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, May 1997.
- [Bagowsky 61] Bagowsky, I., **“Reliability theory and practice”** *Prentice-Hall*, 1961.
- [Baldwin 59] Baldwin, C.J., Gaer, D.P. Hoffman, C.H., **“Mathematical models for use in the simulation of power generation outages: I-fundamental considerations”** *AIEE Trans. Power Apparatus Systems*, No. 78, pp. 1251-1258, 1959.
- [Billinton 68] Billinton, R., Bollinger, K.E., **“Transmission system reliability evaluation using Markov processes”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-87(2), pp. 538-547, 1968.
- [Billinton 69] Billinton, R., **“Composite system reliability evaluation”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-88(4), pp. 276-280, 1969.
- [Billinton 72] Billinton, R., **“Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation”** *IEEE Transactions PAS-91*, pp. 649-660, 1972.
- [Billinton 75-a] Billinton, R., Grover, M.S., **“Reliability assessment of transmission and distribution systems”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-94(3), pp. 724-732, 1975.
- [Billinton 75-b] Billinton, R., Grover, M.S., **“Quantitative evaluation of permanent outages in distribution systems”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-94(3), pp. 733-741, 1975.
- [Billinton 83] Billinton, R. Wacker, G., Wojczynski, E., **“Comprehensive bibliography of electrical service interruption costs”** *IEEE Transaction*, 1983, PAS-102, pp. 1831-1837.
- [Billinton 84] Billinton, R., Allan, R.N., **“Reliability evaluation of power systems”** *Pitman Books, New York and London*, 1984.

- [Billinton 87] Billinton, R., Oteng-Adjei, J., Ghajar, R., **“Comparison of two alternate methods to establish an Interrupted Energy Assessment Rate”** *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PWRS-2, August 1987, pp. 751-757.
- [Billinton 89-a] Billinton, R., Billinton, J.E., **“Distribution system reliability indices”** *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, pp. 561-568, January 1989.
- [Billinton 89-b] Billinton, R., Kumar, S., Chowdhury, N., Chu, K., Debnath, K., Goel, L., Ghan, E., Kos, P., Nourbakhsh, G., Oteng-Adjei, J., **“A reliability test system for educational purposes – Basic data”** *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, August 1989.
- [Billinton 92] Billinton, R., Allan, R.N., **“Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques”** *Second Edition*, Plenum Publishing Corporation, New York, 1992.
- [Billinton 96-a] Billinton, R., Lakhanpal, D., **“Impacts of demand-side management on reliability cost/reliability worth analysis”** *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143 (3), pp 225-231, May 1996.
- [Billinton 96-b] Billinton, R., Jonnavithula, S., **“Optimal switching device placement in radial distribution systems”** *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No. 3, July 1996.
- [Billinton 96-c] Billinton, R., Jonnavithula, S., **“A test system for teaching overall power system reliability assessment”** *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 4, November 1996.
- [Billinton 97] Billinton, R., Salvaderi, L., McCalley, J.D., Chao, H., Seitz, Th., Allan, R.N., Odom, J., Fallon, C., *Reliability, Risk and Probability Applications Subcommittee* **“Reliability issues in today’s electric power utility environment”** *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 4, November 1997.
- [Billinton 98] Billinton, R., Wang, P., **“Reliability-network-equivalent approach to distribution-system-reliability evaluation”** *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 2, March 1998.
- [BOE 86] Ministerio de Industria y Energía de España **“Real Decreto 1075/86 sobre la calidad del servicio de la energía eléctrica”**, BOE español de 2 de mayo de 1986.
- [BOE 93] **“Orden de 3 de diciembre de 1993 por la que se establecen modificaciones en las Órdenes de desarrollo del Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio”**, BOE español núm. 299 de 15 de diciembre de 1993.
- [BOE 94] **“Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del sistema eléctrico nacional”**, BOE español núm. 313, sábado 31 de diciembre de 1994.
- [BOE 97] **“Ley 54/1997 del sector eléctrico”**, BOE español núm. 285, viernes 28 de noviembre de 1997.
- [Bollen 93] Bollen, M.H.J. **“Method for reliability analysis of industrial distribution systems”** *IEE Proceedings-C*, Vol. 140, No.64, November 1993.
- [Bornard 89] Bornard, P. Bergeal, J., Tete, J.P., **“Evolution of protection and control: balance between centralised and decentralised intelligence”** *CIRE*, 1989.
- [Brown 96] Brown, R.E., Gupta, S., Christie, R.D. Venkata, S.S., Fletcher, R., **“Distribution system reliability assessment using Hierarchical Markov Modelling”** *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No. 4, October 1996.

- [Brown 97-a] Brown, R.E., Gupta, S., Christie, R.D., Venkata, S.S., Fletcher, R., “**Automated primary distribution system design: reliability and cost optimization**” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 2, April 1997.
- [Brown 97-b] Brown, R.E., Gupta, S., Christie, R.D. Venkata, S.S., Fletcher, R., “**Distribution system reliability assessment: momentary interruptions and storms**” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 4, October 1997.
- [Brown 98] Brown, R.E., Ochoa, J.R., “**Distribution system reliability: default data and model validation**” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No.23, May 1998.
- [Cachon 91] Cachon, L., Coudert, B., Fulchiron, D., Mircovich, J.-L., “**Un interrupteur aérien télécommandé pour une meilleure qualité de service**”, *RGE n°1/91*, Janvier 1991.
- [Calabrese 47] Calabrese, G., “**Generating reserve capability determined by the probability method**” *AIEE Trans. Power Apparatus Systems*, No. 66, pp. 1439-1450, 1947.
- [Carrillo 93] Carrillo Caicedo, G., Román Úbeda, J. Rivier Abbad, J., Vicente Ramírez, S., “**Metodología coste-beneficio aplicada a la instalación de equipos de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes de distribución**”, Actas de las 3^{as} jornadas hispano-lusas de ingeniería eléctrica. Tomo 3 pág. 789-796. Barcelona. Julio 1993.
- [Carrillo 95-a] Carrillo Caicedo, G. “**Explotación óptima de la distribución**” Tesis doctoral. Departamento de Electrotecnia y Sistemas. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 1995.
- [Carrillo 95-b] Carrillo Caicedo, G., Pérez-Arriaga, J.I., “**Optimal configuration of distribution networks for a diversity of regulatory frameworks**”, *Paper SPT PS 25-06-0216*, presented at the *IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference*, Stockholm, Sweden, June 18-22 1995.
- [CEA 76] CEA (Canadian Electrical Association) Distribution System Reliability Engineering Committee, “**Distribution system reliability engineering guide**”, March 1976.
- [CEA 86] CEA (Canadian Electrical Association), prepared by T. Palladino, member of CEA Distribution Planning and Reliability Engineering Committee, “**1985 Annual Service Continuity. Report on Distribution System Performance in Canadian Electric Utilities. Final Report**”, November 1986.
- [CEE 85] Consejo de la CEE (Comunidad Económica Europea) “**Directiva del Consejo relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros en materia de responsabilidad por los daños causados por productos defectuosos**” Directiva 85/374/CEE, Diario Oficial de las Comunidades Europeas 13/Vol. 19, N° L210/29, 25 de julio de 1985.
- [CEI 90-a] CEI (Commission Électrotechnique Internationale), Comité d'Études n°77 “**Compatibilité électromagnétique. Partie 2: Environnement. Section 1: Environnement électromagnétique pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation.**”, CEI 1000-2-1, 1990.
- [CEI 90-b] CEI (Commission Électrotechnique Internationale), Comité d'Études n°77 “**Compatibilité électromagnétique. Partie 2: Environnement. Section 2: Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation à basse tension.**”, CEI 1000-2-2, 1990.
- [Chile 94] Comisión Nacional de Energía – Chile, “**Proyecto de reglamento de la ley general de servicios eléctricos**”, Septiembre de 1994.

- [Chile 98] Comisión Nacional de Energía – Chile, **“Reglamento de la ley general de servicios eléctricos”**, 10 de septiembre de 1998.
- [Chow 96] Chow, M.-Y., Taylor, L.S., Chow, M.-S., **“Time of outage restoration analysis in distribution systems”** *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No.3, July 1996.*
- [Comnes 95] Comnes, G.A., Stoft, S., Greene, N., Hill, L.J., **“Performance-based ratemaking for electric utilities: Review plans and analysis of economic and resource planning issues”**, Vol. I, Lawrence Berkeley Lab., University of California. November 1995.
- [Cuadra 90] de Cuadra, F., **“El problema general de la optimización de diseño por ordenador: aplicación de técnicas de ingeniería del conocimiento”** Tesis doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas. 1990.
- [Dandeno 77] Dandeno, P.L., Jorgensen, G.E., Puntel, W.R., Ringlee, R.J., **“Program for composite bulk power electric system adequacy assessment”** *Proc. IEEE Conf. Reliab. Power Supply Systems 148, 1977.*
- [DGE 94] Resolución de la Dirección General de Energía por la que se determina de manera provisional el complemento para la incentivación de las inversiones en distribución menores de 36 kV, 3 de mayo de 1994.
- [Dialynas 89] Dialynas, E.N., Papadopoulos, M.P., **“Reliability assessment studies in distribution network operation and planning”** pp. 568-572, *CIGRE 1989.*
- [Dodu 86] Dodu, J.C., Merlin, A., **“New probabilistic approach taking into account reliability and operation security in EHV power system planning at EDF”** *IEEE Trans. Power Systems, PWR-1(3), pp. 175-181, 1986.*
- [Douglas 94] Douglas, J., **“Power Quality Solutions.”** *IEEE Power Engineering Review, pp. 3-7, March 1994.*
- [EDF 96] *Électricité de France*, **“Contrat Émeraude pour la fourniture d'énergie Électrique”**, 1996.
- [Edison 91] *Edison Electric Institute*, **“Restructuring and sale of the electric supply industry in England and Wales”**, May 1991.
- [Endrenyi 71] Endrenyi, J., **“Three state models in power system reliability evaluation”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems, PAS-90(4), pp.1909-1916, 1971.*
- [Fraisie 93] Fraisie, J.L., Marty, A., **“Politique d'automatisation des réseaux d'EDF”** *RGE, ISSN 0035-3116, N° 8, Septembre 1993.*
- [Fuente 97-a] de la Fuente León, J. I., Rivier Abbad, J., Román Úbeda, J., Gómez San Román, T., **“Estudios de regresión con los datos de los municipios de la zona Norte de IBERDROLA”** Informe dentro del marco del proyecto “Aspectos regulatorios de la calidad del servicio” preparado para IBERDROLA por el IIT, Junio 1997.
- [Fuente 97-b] de la Fuente León, J. I., Rivier Abbad, J., Román Úbeda, J., Gómez San Román, T., **“Estudios de regresión: determinación de los niveles de referencia de calidad de servicio segregados por zonas”** Informe dentro del marco del proyecto “Aspectos regulatorios de la calidad del servicio” preparado para IBERDROLA por el IIT, Junio 1997.
- [Gargiuli 93] Gargiuli, R., Tonon, R., Vanucci, D., Menozzi, L., **“Le système de téléconduite du réseau MT d'ENEL”** *RGE, ISSN 0035-3116, N° 8, Septembre 1993.*

- [Gaver 64] Gaver, D.P., Montmeat, F.E., Patton, A.D., **“Power system reliability: I – measures of reliability and methods of calculation”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, 83(7), pp. 727-737, 1964.
- [Goel 91] Goel, L., Billinton, R., **“Evaluation of interrupted energy assessment rates in distribution systems”**, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, No. 4. October 1991.
- [Gómez 97] Gómez San Román, T., Román Úbeda, J., de la Fuente León, J.I., Rivier Abbad, J., Arcéluz, J., Marín, J., Tejedas, R., **“Aspectos regulatorios de la calidad del servicio”** Preparado por el IIT para IBERDROLA, Junio 1997.
- [Guidi 96] Guidi, C., **“La regulación del servicio de distribución en Argentina: Calidad de Servicio y Penalizaciones”** Actas del Aula de Regulación, IIT, UPCO, Abril 1996.
- [Hingorani 95] Hingorani, N.G., **“Introducing Custom Power”** *IEEE Spectrum*, pp. 41-48, June 1995.
- [IEEE 78] IEEE subcommittee Report, **“Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1971-1977”** *IEEE Transactions PAS-97*, pp. 2235-2242, 1978.
- [IEEE 79] IEEE Subcommittee on the Applications of Probability Methods, **“IEEE reliability test systems”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-98(6), pp. 2047-2054, 1979.
- [Jackson 89] Jackson, L., Burdis, E.P., Bennet, A., **“The design and application of automated switchgear for urban and rural MV systems”** *CIREC* 1989.
- [Kariuki 96-a] Kariuki, K.K., Allan, R.N., **“Assessment of customer outage costs due to electric service interruptions – residential sector”**, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143 (2), pp 163-170, 1996.
- [Kariuki 96-b] Kariuki, K.K., Allan, R.N., **“Evaluation of reliability worth and value of lost”**, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143 (2), pp 171-180, 1996.
- [Kariuki 96-c] Kariuki, K.K., Allan, R.N., **“Applications of customer outage costs in system planning, design and operation”**, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143 (4), pp 305-312, July 1996.
- [Kato 91] Kato, K., Nagasaka, H., Okimoto, A., Kunieda, T., Nakamura, T., **“Distribution automation systems for high quality power supply”** *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.67, No. 3, July 1991.
- [Kjølle 92] Kjølle, G., Sand, K., **“REL RAD – An analytical approach for distribution system reliability assessment”** *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, No. 2, April 1992.
- [Klaus 89] Klaus, D.W., Oakes, M.C., Fisher, A.G., Little, J., Formby, J.R., **“The sectionalising circuit-breaker — A means for high-speed feeder automation”** *CIREC* 1989.
- [Lakervi 89] Lakervi, E., Holmes, E.J., **“Electricity distribution network design”** *Peter Peregrinus Ltd*, 1989.
- [Laternus 91] Laternus G., **“Politique d’EDF GDF SERVICES en matière de qualité de fourniture dans le domaine rural”**, *RGE n°1/91*, Janvier 1991.
- [Lehtonen 93] Lehtonen, M., **“Distribution automation takes shape in Finland”** August 1993.

- [Levitin 94] Levitin, G., Mazal-Tov, S., Elmakis, D., **“Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm”** *Electric Power Systems Research No. 31*, pp. 97-102, November 1994.
- [Levitin 96] Levitin, G., Mazal-Tov, S., Elmakis, D., **“Reliability indices of a radial distribution system with sectionalizing as a function of network structure parameters”** *Elsevier Science Limited, Electric Power Systems Research, No. 36*, pp. 73-80, 1996.
- [Liang 97] Liang, X. Goel, L., **“Distribution system reliability evaluation using the Monte Carlo simulation method”** *Elsevier Science Limited, Electric Power Systems Research, No. 40*, pp. 75-83, 1997.
- [Mäkinen 90] Mäkinen A., Partanen, J., Lakervi, E., **“A practical approach for estimating future outage costs in power distribution networks”**, *IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, n°1, January 1990*.
- [Mäkinen] Mäkinen, A., Partanen, J., Lakervi, E., Koivuranta, K., **“A practical approach for reliability evaluation of distribution networks”**.
- [Markushevich 94] Markushevich, N.S., Herejk, I.C., Nielsen, R.E., **“Functional requirements and cost-benefit study for distribution automation at B.C.Hydro”** *IEEE Trans. Power Systems, Vol. 9, No. 2*, pp. 772-781, May 1994.
- [Marty 91] Marty, A., Risset, J.-F., Stewart, J.S., **“Disjoncteur-réenclancheur pour les réseaux aériens MT”**, *RGE n°1/91, Janvier 1991*.
- [Merlin 75] Merlin, A., Back, H., **“Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration for urban power distribution system”** *Proc. of PSCC, Cambridge, 1975*.
- [Mikolinnas 82] Mikolinnas, T.A., Puntel, W.R., Ringlee, R.J., **“Application of adequacy assessment techniques for bulk power systems”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems, PAS-101(5)*, pp. 1219-1228, 1982.
- [Minería 82] Ministerio de Minería - Chile, **“Decreto con Fuerza de Ley n°1”**, 1982.
- [Miranda 83] Miranda, V., do Vale, A., Cerveira, A., **“Localisation optimale de sectionneurs et disjoncteurs dans un réseau radial de distribution”** *International Conference on Electricity Distribution, CIRED 7, Liège, Belgium, 1983*.
- [Miranda 91] Miranda, V., **“Using fuzzy reliability indices in a decision aid environment for establishing interconnection and switching location policies”**, *CIRED 1991*.
- [MLE 87] Marco Legal y Estable. Real Decreto 1538/1987, y posteriores Órdenes Ministeriales.
- [MLE 95] FECSA, “El Marco Estable 1995” Volumen 2, pág. 74-75, mayo 1995.
- [Mochón 87] Mochón, F., **“Economía. Teoría y política”**, McGrawHill, pág. 173-174, 1987.
- [MORI 93] MORI, **“Electricity Services: The Customer Perspective”** *Report Prepared for the Office of Electricity Regulation, March 1993*.
- [Muñoz 97] Muñoz San Roque, A., **“Modelos explicativos de las instalaciones necesarias para la distribución MT y BT”** Informe dentro del marco del proyecto “Desarrollo reglamentario de la retribución de la distribución eléctrica en MT y BT” preparado para Unión Eléctrica Fenosa por el IIT, Febrero 1997.

- [Noferi 75] Noferi, P.L., Paris, L., Salvaderi, L., **“Monte Carlo method for power system reliability evaluation in transmission and generation planning”** *Proc. Ann. Reliab. Maintainab. Symp.*, pp. 449-459, 1975.
- [Nomenclátor 91] Instituto Nacional de Estadística, **“Censos de Población y Viviendas 1991. Nomenclátor de las Ciudades, Villas, Lugares, Aldeas y demás Entidades de Población con especificación de sus Núcleos”**, 1991.
- [NYSEG 94] NYSEG, **“Service Quality/Reliability Incentive Mechanism”**, Appendix F, 1994.
- [Offer 94] Office of Electricity Regulation, **“The distribution price control: proposals”**, United Kingdom. August 1994.
- [Offer 97] Office of Electricity Regulation, **“Report on distribution and transmission system performance 1996/97”** United Kingdom, December 1997.
- [Oteng-Adjei 90] Oteng-Adjei, J., Billinton, R., **“Evaluation of Interrupted Energy Assessment Rates in composite systems”** *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 4, November 1990, pp. 1317-1323.
- [Patton 88] Patton, A.D., Blackstone, J.H., Balu, N.J., **“A Monte Carlo simulation approach to the reliability modelling of generation systems recognising operation considerations”** *IEEE Trans. Power Systems*, No. 3, pp. 1174-1180, 1988.
- [PEN 91] Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de España, **“Plan Energético Nacional 1991-2000”** Promoción de calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica, pág. 77, 1991.
- [Pérez-Arriaga 92] Pérez-Arriaga, J.I., Illán Gómez, C., Gómez San Román, T., Conejo Navarro, A., Román Úbeda, J., Meseguer Velasco, C., Martínez Córcoles, F., Bosch, M., **“Regulación de la calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica”** Informe preparado para Iberdrola por el IIT, Julio 1992.
- [Pérez-Carballo 81] Pérez-Carballo, A. y J., Vela Sastre, E., **“Gestión financiera de la empresa”** Alianza Universidad, 1981.
- [PIE-132264 92] IIT-ERZ, **“Sistemas de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes MT”** Informe nº2 del proyecto PIE-132264, ERZ 1992.
- [Protocolo 96] Acuerdo entre el Ministerio de Industria y Energía y las compañías eléctricas IBERDROLA, ENDESA, Unión Eléctrica Fenosa, Fuerzas Eléctricas de Cataluña y Compañía Sevillana de Electricidad, **“Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional”** 11 de diciembre de 1996.
- [Quiles 97] Quiles Cucarella, E., **“Evaluación y mejora de la fiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica”** Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Valencia, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Diciembre 1997.
- [Rahbek 94] Rahbek, T., Jørgensen, H.J., Jacobsen, E., Nielsen, T.J., **“DSO - The Danish DA project”** *Fourth International Symposium on Distribution Automation and Demand Side Management, A4.2, DA/DSM '94*.
- [Reason 95] Reason, J., **“Special report: Match customer service to need for reliability, quality”** *Electrical World*, pp. 19-27, April 1995.
- [Rigler 97] Rigler, D.M., Hodgkins, W.R. Allan, R.N., **“Quantitative reliability analysis of distribution systems: repair times”** *Power Engineering Journal* August 1997.

- [Román 92] Román Úbeda, J., Allan, R.N., **“Sequential simulation applied to composite system reliability evaluation”** *Proc. IEE, No. 139, pp. 81-86, 1992.*
- [Román 97] Román Úbeda, J., Gómez San Román, T., Rivier Abbad, J., de la Fuente León, J.I., **“Revisión de la regulación internacional en calidad del servicio”** Informe dentro del marco del proyecto “Aspectos regulatorios de la calidad del servicio” preparado para IBERDROLA por el IIT, Junio 1997.
- [Román 98] Román, J., Gómez, T., Muñoz, A., Peco, J., **“Regulation of distribution network business”**, PE-485-PWRD-0-06-1998. Presented at IEEE PES Summer Meeting, San Diego, CA (USA) for publication in IEEE Transactions, July 1998.
- [Schaffer 94] Schaffer, G., **“Distribution system control and automation”**, *Electric Power & Energy Systems, Vol. 16, No. 3, 1994.*
- [Shephard 91] Shephard, A.D., Owen, R.J., **“Further developments in pole mounted reclosers and sectionalisers”** *IEE International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, November 1991.*
- [Singh 77] Singh, C., Billinton, R., **“System reliability modelling and evaluation”** *Hutchinson Educational, London, 1977.*
- [Smith 94] Smith, H.L., **“DA/DSM Directions: an overview of distribution automation and demand-side management with implications of future trends”** *IEEE Computer Applications in Power, October 1994.*
- [Soudi 98] Soudi, F., Tomsovic, K., **“Optimized Distribution Protection Using Binary Programming”** *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, January 1998.*
- [Sullivan 96] Sullivan, M. J., Vardell, T., Suddeth, B. N., Vojdani, A., **“Interruption costs, customer satisfaction and expectations for service reliability”**, *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996.*
- [Todd 64] Todd, Z.G., **“A probability method for transmission and distribution outage calculations”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems, 33(7), pp. 696-701, 1964.*
- [UNE-EN 50160] Norma Española UNE-EN 50160 **“Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”** AENOR, octubre 1996.
Versión oficial española de *European Standard EN 50160 “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems”* CENELEC European Committee for Electrotechnical Standardisation, November 1994.
- [UNE-EN 60868] Norma Española UNE-EN 60868 **“Medidor de flicker. Especificaciones funcionales y de diseño”** AENOR, Comité de Compatibilidad Electromagnética, 1995.
Versión oficial española de *European Standard EN 60868. CENELEC 1993.*
Versión adoptada de la norma CEI 868, 1986.
- [UNE-EN 60868-0] Norma Española UNE-EN 60868-0 **“Medidor de flicker. Evaluación de la severidad del flicker”** AENOR, Comité de Compatibilidad Electromagnética, 1997.
Versión oficial española de *European Standard EN 60868-0. CENELEC 1993.*

Versión adoptada de la norma CEI 868-0, 1991.
- [UNESA 89] UNESA, Comité de distribución – Comisión técnica **“Determinación calidad del servicio: Continuidad en el suministro”** Comité de distribución – Comisión técnica – G. T. Calidad del servicio. 1989.

- [UNESA 95-a] UNESA, Comité de distribución – Comisión técnica **“Desarrollo reglamentario de la LOSEN. Criterios básicos para la continuidad del suministro”** Comité de distribución – Comisión técnica – G. T. Continuidad del suministro. Marzo 1995.
- [UNESA 95-b] UNESA, Dirección asuntos económicos **“Evolución económico financiera del sector eléctrico 1988-1994”** Octubre 1995.
- [UNESA 96] UNESA, **“Atlas de distribución 1995”** Junio 1996.
- [UNIPEDE 88] UNIPEDE (*International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy*) *Distribution study committee*, **“Economic aspects of quality of service”**, UNIPEDE.50.DISEQ. June 1988.
- [UNIPEDE 90] UNIPEDE *Distribution study committee*, **“Quality of service and its cost”**, UNIPEDE.50.DISEQ. *Final report of the group of experts on economic aspects of quality of service*. March 1990.
- [UNIPEDE 95] UNIPEDE (*International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy*), **“Application guide to the European Standard EN 50160”**, *Standardisation Specific Committee, Group of Experts: Electricity Product Characteristics and Electromagnetic Compatibility*, January 1995.
- [Voldhaug 98] Voldhaug, L., Granli, T., Bygdås, S., **“Reliability dependent service pricing by means of outage compensation to customers”**, 1998.
- [Wacker 83] Wacker, G., Wojczynski, E., Billinton, R., **“Interruption cost methodology and results – A Canadian residential survey”**, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. 102, pp. 3385-3391, 1983.
- [Wacker 89-a] Wacker, G., Billinton, R., **“Customer cost of electric service interruptions”**, *Proc. of IEEE, Electric Utility Systems Planning Issues and Methods*, Vol. 77, No. 6, June 1989.
- [Wacker 89-b] Wacker, G., Billinton, R., **“Farm losses resulting from electric service interruptions – A Canadian survey”**, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 4, No 2, pp. 472-478, May 1989.
- [Wang 98] Wang, P., Billinton, R., **“Demand-side optimal selection of switching devices in radial distribution system planning”** *IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 4, July 1998.
- [Warren 91] Warren, C., **“Utilities need a standard measure of performance”** *Electrical World*, pp. 44-45, October 1991.
- [Williams 94] Williams, B.R., Walden, D.G., **“Changing the momentum: Distribution Automation Strategy for the Future”** *IEEE Computer Applications in Power*, Vol. 7, No. 3, July 1994.
- [Wojczynski 84] Wojczynski, E., Wacker, G., Billinton, R., **“Interruption cost methodology and results – A Canadian commercial and small industrial survey”**, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. 103, pp. 437-443, 1984.

Orden de aparición por capítulos

Capítulo 1. Introducción

- [CEE 85] Consejo de la CEE (Comunidad Económica Europea) **“Directiva del Consejo relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros en materia de responsabilidad por los daños causados por productos defectuosos”** Directiva 85/374/CEE, Diario Oficial de las Comunidades Europeas 13/Vol. 19, N° L210/29, 25 de julio de 1985.

Capítulo 2. Calidad del servicio

- [Allan 94-b] Allan, R.N., **“Power system reliability assessment – A conceptual and historical review”** Elsevier Science Limited, *Reliability Engineering and System Safety*, No. 46, pp. 3-13, 1994.
- [Billinton 84] Billinton, R., Allan, R.N., **“Reliability evaluation of power systems”** Pitman Books, New York and London, 1984.
- [Hingorani 95] Hingorani, N.G., **“Introducing Custom Power”** *IEEE Spectrum*, pp. 41-48, June 1995.
- [Reason 95] Reason, J., **“Special report: Match customer service to need for reliability, quality”** *Electrical World*, pp. 19-27, April 1995.
- [Douglas 94] Douglas, J., **“Power Quality Solutions.”** *IEEE Power Engineering Review*, pp. 3-7, March 1994.

- [Warren 91] Warren, C., **“Utilities need a standard measure of performance”** *Electrical World*, pp. 44-45, October 1991.
- [Billinton 89-a] Billinton, R., Billinton, J.E., **“Distribution system reliability indices”** *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, pp. 561-568, January 1989.
- [Argentina 92] Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de Argentina, **“Concurso público internacional para la venta de acciones clase “A” de Edenor S.A. y Edesur S.A. – SubAnexo 4: Normas de calidad del servicio público y sanciones”**, Argentina 1992.
- [BOE 97] **“Ley 54/1997 del sector eléctrico”**, BOE español núm. 285, viernes 28 de noviembre de 1997.
- [Allan 93] Allan, R.N., Billinton, R., Briehpol, A.M., Grigg, C.H., **“Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1987-1991”** *IEEE Winter Power Meeting, Columbus, paper 93 WM 166-9-PWRS*, February 1993.
- [Allan 88] Allan, R.N., Billinton, R., Shahidehpour, S.M., Singh, C., **“Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1982-1987”** *IEEE Transactions Power Systems*, Vol. 3, pp.1555-1564, 1988.
- [Allan 84] Allan, R.N., Billinton, R., Lee, S.H., **“Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1977-1982”** *IEEE Transactions PAS-103*, pp. 275-282, 1984.
- [IEEE 78] IEEE subcommittee Report, **“Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1971-1977”** *IEEE Transactions PAS-97*, pp. 2235-2242, 1978.
- [Billinton 72] Billinton, R., **“Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation”** *IEEE Transactions PAS-91*, pp. 649-660, 1972.
- [UNE-EN 50160] Norma Española UNE-EN 50160 **“Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”** AENOR, octubre 1996.
Versión oficial española de *European Standard EN 50160 “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems”* CENELEC European Committee for Electrotechnical Standardisation, November 1994.
- [PEN 91] Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de España, **“Plan Energético Nacional 1991-2000”** Promoción de calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica, pág. 77, 1991.
- [CEA 86] CEA (Canadian Electrical Association), prepared by T. Palladino, member of CEA Distribution Planning and Reliability Engineering Committee, **“1985 Annual Service Continuity. Report on Distribution System Performance in Canadian Electric Utilities. Final Report”**, November 1986.
- [Offer 97] Office of Electricity Regulation, **“Report on distribution and transmission system performance 1996/97”** United Kingdom, December 1997.
- [CEA 76] CEA (Canadian Electrical Association) Distribution System Reliability Engineering Committee, **“Distribution system reliability engineering guide”**, March 1976.
- [EDF 96] *Électricité de France*, **“Contrat Émeraude pour la fourniture d'énergie Électrique”**, 1996.

- [CEE 85] Consejo de la CEE (Comunidad Económica Europea) “**Directiva del Consejo relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros en materia de responsabilidad por los daños causados por productos defectuosos**” Directiva 85/374/CEE, Diario Oficial de las Comunidades Europeas 13/Vol. 19, Nº L210/29, 25 de julio de 1985.
- [BOE 86] Ministerio de Industria y Energía de España “**Real Decreto 1075/86 sobre la calidad del servicio de la energía eléctrica**”, BOE español de 2 de mayo de 1986.
- [UNESA 89] UNESA, Comité de distribución – Comisión técnica “**Determinación calidad del servicio: Continuidad en el suministro**” Comité de distribución – Comisión técnica – G. T. Calidad del servicio. 1989.
- [UNESA 95-a] UNESA, Comité de distribución – Comisión técnica “**Desarrollo reglamentario de la LOSEN. Criterios básicos para la continuidad del suministro**” Comité de distribución – Comisión técnica – G. T. Continuidad del suministro. Marzo 1995.
- [UNIPEDA 88] UNIPEDA (*International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy*) *Distribution study committee*, “**Economic aspects of quality of service**”, UNIPEDA.50.DISEQ. June 1988.
- [CEI 90-a] CEI (*Commission Électrotechnique Internationale*), Comité d’Études nº77 “**Compatibilité électromagnétique. Partie 2 : Environnement. Section 1 : Environnement électromagnétique pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d’alimentation.**”, CEI 1000-2-1, 1990.
- [CEI 90-b] CEI (*Commission Électrotechnique Internationale*), Comité d’Études nº77 “**Compatibilité électromagnétique. Partie 2 : Environnement. Section 2 : Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d’alimentation à basse tension.**”, CEI 1000-2-2, 1990.
- [UNIPEDA 95] UNIPEDA (*International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy*), “**Application guide to the European Standard EN 50160**”, *Standardisation Specific Committee, Group of Experts: Electricity Product Characteristics and Electromagnetic Compatibility*, January 1995.
- [UNE-EN 60868] Norma Española UNE-EN 60868 “**Medidor de flicker. Especificaciones funcionales y de diseño**” AENOR, Comité de Compatibilidad Electromagnética, 1995.
Versión oficial española de *European Standard EN 60868*. CENELEC 1993.
Versión adoptada de la norma CEI 868, 1986.
- [UNE-EN 60868-0] Norma Española UNE-EN 60868-0 “**Medidor de flicker. Evaluación de la severidad del flicker**” AENOR, Comité de Compatibilidad Electromagnética, 1997.
Versión oficial española de *European Standard EN 60868-0*. CENELEC 1993.
Versión adoptada de la norma CEI 868-0, 1991.
- [Wacker 89-a] Wacker, G, Billinton, R., “**Customer cost of electric service interruptions**”, *Proc. of IEEE, Electric Utility Systems Planning Issues and Methods*, Vol. 77, No. 6, June 1989.
- [Mochón 87] Mochón, F., “**Economía. Teoría y política**”, McGrawHill, pág. 173-174, 1987.

Capítulo 3. Revisión internacional de las regulaciones de calidad

- [Román 97] Román Úbeda, J., Gómez San Román, T., Rivier Abbad, J., de la Fuente León, J.I., **“Revisión de la regulación internacional en calidad del servicio”** Informe dentro del marco del proyecto “Aspectos regulatorios de la calidad del servicio” preparado para IBERDROLA por el IIT, Junio 1997.
- [Argentina 92] Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de Argentina, **“Concurso público internacional para la venta de acciones clase “A” de Edenor S.A. y Edesur S.A. – SubAnexo 4: Normas de calidad del servicio público y sanciones”**, Argentina 1992.
- [Guidi 96] Guidi, C., **“La regulación del servicio de distribución en Argentina: Calidad de Servicio y Penalizaciones”** Actas del Aula de Regulación, IIT, UPCO, Abril 1996.
- [Minería 82] Ministerio de Minería - Chile, **“Decreto con Fuerza de Ley n°1”**, 1982.
- [Chile 98] Comisión Nacional de Energía – Chile, **“Reglamento de la ley general de servicios eléctricos”**, 10 de septiembre de 1998.
- [Chile 94] Comisión Nacional de Energía – Chile, **“Proyecto de reglamento de la ley general de servicios eléctricos”**, Septiembre de 1994.
- [UNE-EN 50160] Norma Española UNE-EN 50160 **“Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”** AENOR, octubre 1996.
Versión oficial española de *European Standard EN 50160 “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems” CENELEC European Committee for Electrotechnical Standardisation, November 1994.*
- [ACE 79] A.C.E., **“Report on the Application of Engineering Recommendation p2/5 Security of Supply”** Report No. 51 (1979).
- [MORI 93] MORI, **“Electricity Services: The Customer Perspective”** Report Prepared for the Office of Electricity Regulation, March 1993.
- [EDF 96] *Électricité de France*, **“Contrat Émeraude pour la fourniture d'énergie Électrique”**, 1996.
- [Voldhaug 98] Voldhaug, L., Granli, T., Bygdås, S., **“Reliability dependent service pricing by means of outage compensation to customers”**, 1998.
- [NYSEG 94] NYSEG, **“Service Quality/Reliability Incentive Mechanism”**, Appendix F, 1994.
- [BOE 86] Ministerio de Industria y Energía de España **“Real Decreto 1075/86 sobre la calidad del servicio de la energía eléctrica”**, BOE español de 2 de mayo de 1986.
- [MLE 87] Marco Legal y Estable. Real Decreto 1538/1987, y posteriores Órdenes Ministeriales.
- [PEN 91] Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de España, **“Plan Energético Nacional 1991-2000”** Promoción de calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica, pág. 77, 1991.
- [BOE 94] **“Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del sistema eléctrico nacional”**, BOE español núm. 313, sábado 31 de diciembre de 1994.

- [Protocolo 96] Acuerdo entre el Ministerio de Industria y Energía y las compañías eléctricas IBERDROLA, ENDESA, Unión Eléctrica Fenosa, Fuerzas Eléctricas de Cataluña y Compañía Sevillana de Electricidad, **“Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional”** 11 de diciembre de 1996.
- [BOE 97] **“Ley 54/1997 del sector eléctrico”**, BOE español núm. 285, viernes 28 de noviembre de 1997.
- [UNESA 95-b] UNESA, Dirección asuntos económicos **“Evolución económico financiera del sector eléctrico 1988-1994”** Octubre 1995.
- [BOE 93] **“Orden de 3 de diciembre de 1993 por la que se establecen modificaciones en las Órdenes de desarrollo del Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio”**, BOE español núm. 299 de 15 de diciembre de 1993.
- [MLE 95] FECSA, **“El Marco Estable 1995”** Volumen 2, pág. 74-75, mayo 1995.
- [DGE 94] Resolución de la Dirección General de Energía por la que se determina de manera provisional el complemento para la incentivación de las inversiones en distribución menores de 36 kV, 3 de mayo de 1994.
- [Gómez 97] Gómez San Román, T., Román Úbeda, J., de la Fuente León, J.I., Rivier Abbad, J., Arcéluz, J., Marín, J., Tejadás, R., **“Aspectos regulatorios de la calidad del servicio”** Preparado por el IIT para IBERDROLA, Junio 1997.

Capítulo 4. Propuesta de regulación

- [Carrillo 95-a] Carrillo Caicedo, G. **“Explotación óptima de la distribución”** Tesis doctoral. Departamento de Electrotecnia y Sistemas. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 1995.
- [MLE 87] Marco Legal y Estable. Real Decreto 1538/1987, y posteriores Órdenes Ministeriales.
- [Román 98] Román, J., Gómez, T., Muñoz, A., Peco, J., **“Regulation of distribution network business”**, PE-485-PWRD-0-06-1998. Presented at IEEE PES Summer Meeting. San Diego, CA (USA) for publication in IEEE Transactions, July 1998.
- [ACCC 96] Australian Competition and Consumer Commission, **“National electricity market. Network Pricing Forum”** July 1996.
- [Comnes 95] Comnes, G.A., Stoft, S., Greene, N., Hill, L.J., **“Performance-based ratemaking for electric utilities: Review plans and analysis of economic and resource planning issues”**, Vol. I, Lawrence Berkeley Lab., University of California. November 1995.
- [Offer 94] Office of Electricity Regulation, **“The distribution price control: proposals”**, United Kingdom. August 1994.
- [Edison 91] Edison Electric Institute, **“Restructuring and sale of the electric supply industry in England and Wales”**, May 1991.
- [Voldhaug 98] Voldhaug, L., Granli, T., Bygdås, S., **“Reliability dependent service pricing by means of outage compensation to customers”**, 1998.

- [Alexander 96] Alexander, B. R. , **“How to construct a service quality index in performance-based ratemaking”**, *The Electricity Journal*, pp. 46-53, April 1996.
- [Carrillo 95-b] Carrillo Caicedo, G., Pérez-Arriaga, J.I., **“Optimal configuration of distribution networks for a diversity of regulatory frameworks”**, Paper SPT PS 25-06-0216, presented at the IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, Stockholm, Sweden, June 18-22 1995.
- [CEI 90-a] CEI (Commission Électrotechnique Internationale), Comité d'Études n°77 **“Compatibilité électromagnétique. Partie 2 : Environnement. Section 1 : Environnement électromagnétique pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation.”**, CEI 1000-2-1, 1990.
- [CEI 90-b] CEI (Commission Électrotechnique Internationale), Comité d'Études n°77 **“Compatibilité électromagnétique. Partie 2 : Environnement. Section 2 : Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation à basse tension.”**, CEI 1000-2-2, 1990.
- [UNE-EN 50160] Norma Española UNE-EN 50160 **“Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”** AENOR, octubre 1996.
Versión oficial española de *European Standard EN 50160 “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems”* CENELEC European Committee for Electrotechnical Standardisation, November 1994.
- [Billinton 96-a] Billinton, R., Lakhanpal, D., **“Impacts of demand-side management on reliability cost/reliability worth analysis”** *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143 (3), pp 225-231, May 1996.
- [Kariuki 96-c] Kariuki, K.K., Allan, R.N., **“Applications of customer outage costs in system planning, design and operation”**, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143 (4), pp 305-312, July 1996.
- [Sullivan 96] Sullivan, M. J., Vardell, T., Suddeth, B. N., Vojdani, A., **“Interruption costs, customer satisfaction and expectations for service reliability”**, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, May 1996.
- [Allan 95] Allan, R.N., **“Power system reliability. An introduction and overview”** EES-UETP course: *Distribution automation, load management and quality of supply*. Universidad Politécnica de Valencia. Secretaría de la EES-UETP: IIT – Universidad Pontificia Comillas de Madrid 1995.
- [UNIPEDA 90] UNIPEDA Distribution study committee, **“Quality of service and its cost”**, UNIPEDA.50.DISEQ. Final report of the group of experts on economic aspects of quality of service. March 1990.
- [Billinton 83] Billinton, R. Wacker, G., Wojczynski, E., **“Comprehensive bibliography of electrical service interruption costs”** *IEEE Transaction*, 1983, PAS-102, pp. 1831-1837.
- [Argentina 92] Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de Argentina, **“Concurso público internacional para la venta de acciones clase “A” de Edenor S.A. y Edesur S.A. – SubAnexo 4: Normas de calidad del servicio público y sanciones”**, Argentina 1992.
- [Kariuki 96-b] Kariuki, K.K., Allan, R.N., **“Evaluation of reliability worth and value of lost”**, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143 (2), pp 171-180, 1996.

- [Carrillo 93] Carrillo Caicedo, G., Román Úbeda, J., Rivier Abbad, J., Vicente Ramírez, S., **“Metodología coste-beneficio aplicada a la instalación de equipos de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes de distribución”**, Actas de las 3^{as} jornadas hispano-lusas de ingeniería eléctrica. Tomo 3 pág. 789-796. Barcelona. Julio 1993.
- [PIE-132264 92] IIT-ERZ, **“Sistemas de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes MT”** Informe nº2 del proyecto PIE-132264, ERZ 1992.
- [Laternus 91] *Laternus G.*, **“Politique d’EDF GDF SERVICIOS en matière de qualité de fourniture dans le domaine rural”**, RGE nº1/91, Janvier 1991.
- [Mäkinen 90] Mäkinen A., Partanen, J., Lakervi, E., **“A practical approach for estimating future outage costs in power distribution networks”**, *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 5, nº1, January 1990.
- [Kariuki 96-a] Kariuki, K.K., Allan, R.N., **“Assessment of customer outage costs due to electric service interruptions – residential sector”**, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143 (2), pp 163-170, 1996.
- [Wacker 89-a] Wacker, G., Billinton, R., **“Customer cost of electric service interruptions”**, *Proc. of IEEE, Electric Utility Systems Planning Issues and Methods*, Vol. 77, No. 6, June 1989.
- [Wacker 89-b] Wacker, G., Billinton, R., **“Farm losses resulting from electric service interruptions – A Canadian survey”**, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 4, No 2, pp. 472-478, May 1989.
- [Wojczynski 84] Wojczynski, E., Wacker, G., Billinton, R., **“Interruption cost methodology and results – A Canadian commercial and small industrial survey”**, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. 103, pp. 437-443, 1984.
- [Wacker 83] Wacker, G., Wojczynski, E., Billinton, R., **“Interruption cost methodology and results – A Canadian residential survey”**, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol. 102, pp. 3385-3391, 1983.
- [Billinton 87] Billinton, R., Oteng-Adjei, J., Ghajar, R., **“Comparison of two alternate methods to establish an Interrupted Energy Assessment Rate”** *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PWRS-2, August 1987, pp. 751-757.
- [Oteng-Adjei 90] Oteng-Adjei, J., Billinton, R., **“Evaluation of Interrupted Energy Assessment Rates in composite systems”** *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 4, November 1990, pp. 1317-1323.
- [Goel 91] Goel, L., Billinton, R., **“Evaluation of interrupted energy assessment rates in distribution systems”**, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, No. 4. October 1991.
- [Pérez-Arriaga 92] Pérez-Arriaga, J.I., Illán Gómez, C., Gómez San Román, T., Conejo Navarro, A., Román Úbeda, J., Meseguer Velasco, C., Martínez Córcoles, F., Bosch, M., **“Regulación de la calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica”** Informe preparado para Iberdrola por el IIT, Julio 1992.
- [PEN 91] Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de España, **“Plan Energético Nacional 1991-2000”** Promoción de calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica, pág. 77, 1991.

- [UNESA 95-a] UNESA, Comité de distribución – Comisión técnica “**Desarrollo reglamentario de la LOSEN. Criterios básicos para la continuidad del suministro**” Comité de distribución – Comisión técnica – G. T. Continuidad del suministro. Marzo 1995.
- [Muñoz 97] Muñoz San Roque, A., “**Modelos explicativos de las instalaciones necesarias para la distribución MT y BT**” Informe dentro del marco del proyecto “Desarrollo reglamentario de la retribución de la distribución eléctrica en MT y BT” preparado para Unión Eléctrica Fenosa por el IIT, Febrero 1997.
- [Nomenclátor 91] Instituto Nacional de Estadística, “**Censos de Población y Viviendas 1991. Nomenclátor de las Ciudades, Villas, Lugares, Aldeas y demás Entidades de Población con especificación de sus Núcleos**”, 1991.
- [Fuente 97-a] de la Fuente León, J. I., Rivier Abbad, J., Román Úbeda, J., Gómez San Román, T., “**Estudios de regresión con los datos de los municipios de la zona Norte de IBERDROLA**” Informe dentro del marco del proyecto “Aspectos regulatorios de la calidad del servicio” preparado para IBERDROLA por el IIT, Junio 1997.
- [Fuente 97-b] de la Fuente León, J. I., Rivier Abbad, J., Román Úbeda, J., Gómez San Román, T., “**Estudios de regresión: determinación de los niveles de referencia de calidad de servicio segregados por zonas**” Informe dentro del marco del proyecto “Aspectos regulatorios de la calidad del servicio” preparado para IBERDROLA por el IIT, Junio 1997.
- [UNESA 96] UNESA, “**Atlas de distribución 1995**” Junio 1996.
- [BOE 97] “**Ley 54/1997 del sector eléctrico**”, BOE español núm. 285, viernes 28 de noviembre de 1997.

Capítulo 5. Análisis de fiabilidad

- [Allan 94-b] Allan, R.N., “**Power system reliability assessment – A conceptual and historical review**” Elsevier Science Limited, *Reliability Engineering and System Safety*, No. 46, pp. 3-13, 1994.
- [Calabrese 47] Calabrese, G., “**Generating reserve capability determined by the probability method**” *AIEE Trans. Power Apparatus Systems*, No. 66, pp. 1439-1450, 1947.
- [Baldwin 59] Baldwin, C.J., Gaer, D.P. Hoffman, C.H., “**Mathematical models for use in the simulation of power generation outages: I-fundamental considerations**” *AIEE Trans. Power Apparatus Systems*, No. 78, pp. 1251-1258, 1959.
- [Patton 88] Patton, A.D., Blackstone, J.H., Balu, N.J., “**A Monte Carlo simulation approach to the reliability modelling of generation systems recognising operation considerations**” *IEEE Trans. Power Systems*, No. 3, pp. 1174-1180, 1988.
- [IEEE 79] *IEEE Subcommittee on the Applications of Probability Methods*, “**IEEE reliability test systems**” *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-98(6), pp. 2047-2054, 1979.
- [Allan 86] Allan, R.N., Billinton, R., Abdel-Gawad, N.M.K., “**The IEEE reliability test system-extensions to and evaluation of the generating system**” *IEEE Trans. Power Systems*, PWR-1(4), pp. 1-7, 1986.
- [Billinton 69] Billinton, R., “**Composite system reliability evaluation**” *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-88(4), pp. 276-280, 1969.

- [Dandeno 77] Dandeno, P.L., Jorgensen, G.E., Puntel, W.R., Ringlee, R.J., **“Program for composite bulk power electric system adequacy assessment”** *Proc. IEEE Conf. Reliab. Power Supply Systems* 148, 1977.
- [Mikolinnas 82] Mikolinnas, T.A., Puntel, W.R., Ringlee, R.J., **“Application of adequacy assessment techniques for bulk power systems”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems, PAS-101(5)*, pp. 1219-1228, 1982.
- [Noferi 75] Noferi, P.L., Paris, L., Salvaderi, L., **“Monte Carlo method for power system reliability evaluation in transmission and generation planning”** *Proc. Ann. Reliab. Maintainab. Symp.*, pp. 449-459, 1975.
- [Dodu 86] Dodu, J.C., Merlin, A., **“New probabilistic approach taking into account reliability and operation security in EHV power system planning at EDF”** *IEEE Trans. Power Systems, PWRS-1(3)*, pp. 175-181, 1986.
- [Román 92] Román Úbeda, J., Allan, R.N., **“Sequential simulation applied to composite system reliability evaluation”** *Proc. IEE, No. 139*, pp. 81-86, 1992.
- [Billinton 89-b] Billinton, R., Kumar, S., Chowdhury, N., Chu, K., Debnath, K., Goel, L., Ghan, E., Kos, P., Nourbakhsh, G., Oteng-Adjei, J., **“A reliability test system for educational purposes – Basic data”** *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 3, August 1989*.
- [Quiles 97] Quiles Cucarella, E., **“Evaluación y mejora de la fiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica”** Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Valencia, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Diciembre 1997.
- [Lakervi 89] Lakervi, E., Holmes, E.J., **“Electricity distribution network design”** *Peter Peregrinus Ltd, 1989*.
- [Carrillo 95-a] Carrillo Caicedo, G., **“Explotación óptima de la distribución”** Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales del ICAI, Departamento de Electrotecnia y Sistemas, 1995.
- [Merlin 75] Merlin, A., Back, H., **“Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration for urban power distribution system”** *Proc. of PSCC, Cambridge, 1975*.
- [PIE-132264 92] IIT-ERZ, **“Sistemas de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes MT”** Informe nº2 del proyecto PIE-132264, ERZ 1992.
- [Billinton 96-c] Billinton, R., Jonnavithula, S., **“A test system for teaching overall power system reliability assessment”** *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 4, November 1996*.
- [Laternus 91] Laternus, G., **“Politique d’EDF GDF SERVICIES en matière de qualité de fourniture dans le domaine rural”**, *RGE n°1/91, Janvier 1991*.
- [Allan 91] Allan, R.N., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L., So, K.S., **“A reliability test system for educational purposes – Basic distribution system data and results”** *IEEE Trans. Power Systems, Vol. 6, No. 2, pp. 813-820, May 1991*.
- [Billinton 92] Billinton, R., Allan, R.N., **“Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques”** *Second Edition, Plenum Publishing Corporation, New York, 1992*.
- [Billinton 84] Billinton, R., Allan, R.N., **“Reliability evaluation of power systems”** *Pitman Books, New York and London, 1984*.
- [Bagowsky 61] Bagowsky, I., **“Reliability theory and practice”** *Prentice-Hall, 1961*.

- [Gaver 64] Gaver, D.P., Montmeat, F.E., Patton, A.D., **“Power system reliability: I – measures of reliability and methods of calculation”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, 83(7), pp. 727-737, 1964.
- [Todd 64] Todd, Z.G., **“A probability method for transmission and distribution outage calculations”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, 33(7), pp. 696-701, 1964.
- [Billinton 68] Billinton, R., Bollinger, K.E., **“Transmission system reliability evaluation using Markov processes”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-87(2), pp. 538-547, 1968.
- [Billinton 75-a] Billinton, R., Grover, M.S., **“Reliability assessment of transmission and distribution systems”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-94(3), pp. 724-732, 1975.
- [Billinton 75-b] Billinton, R., Grover, M.S., **“Quantitative evaluation of permanent outages in distribution systems”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-94(3), pp. 733-741, 1975.
- [Endrenyi 71] Endrenyi, J., **“Three state models in power system reliability evaluation”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-90(4), pp.1909-1916, 1971.
- [Allan 76] Allan, R.N., Billinton, R., De Oliveira, M.F., **“Reliability evaluation of electrical systems with switching actions”** *Proc. IEE* 123, pp. 325-330, 1976.
- [Allan 79-a] Allan, R.N., Dialynas, E.N., Homer, I.R., **“Modelling and evaluating the reliability of distribution systems”** *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, PAS-09(6), pp. 2181-2189, 1979.
- [Allan 79-b] Allan, R.N., Dialynas, E.N., Homer, I.R., **“Modelling common mode failures in the reliability evaluation of power system networks”** *IEEE Paper*, A79 040-7, 1979.
- [Dialynas 89] Dialynas, E.N., Papadopoulos, M.P., **“Reliability assessment studies in distribution network operation and planning”** pp. 568-572, *CIREN* 1989.
- [Mäkinen] Mäkinen, A., Partanen, J., Lakervi, E., Koivuranta, K., **“A practical approach for reliability evaluation of distribution networks”**.
- [Kjølle 92] Kjølle, G., Sand, K., **“RELRAD – An analytical approach for distribution system reliability assessment”** *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, No. 2, April 1992.
- [Billinton 98] Billinton, R., Wang, P., **“Reliability-network-equivalent approach to distribution-system-reliability evaluation”** *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 145, No. 2, March 1998.
- [Allan 94-a] Allan, R.N., Da Silva, M.G., **“Evaluation of reliability indices and outage costs in distribution systems”** *IEEE/PES 1994 Summer Meeting, San Francisco, CA*, 94 SM 576-9 PWRs, July 1994.
- [Bollen 93] Bollen, M.H.J. **“Method for reliability analysis of industrial distribution systems”** *IEE Proceedings-C*, Vol. 140, No.64, November 1993.
- [Liang 97] Liang, X. Goel, L., **“Distribution system reliability evaluation using the Monte Carlo simulation method”** *Elsevier Science Limited, Electric Power Systems Research*, No. 40, pp. 75-83, 1997.
- [Asparpoor 97] Asparpoor, S., Mathine, M.J., **“Reliability evaluation of distribution systems with non-exponential down times”** *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, May 1997.

- [Singh 77] Singh, C., Billinton, R., **“System reliability modelling and evaluation”** Hutchinson Educational, London, 1977.
- [Brown 96] Brown, R.E., Gupta, S., Christie, R.D. Venkata, S.S., Fletcher, R., **“Distribution system reliability assessment using Hierarchical Markov Modelling”** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 4, October 1996.
- [Brown 97-b] Brown, R.E., Gupta, S., Christie, R.D. Venkata, S.S., Fletcher, R., **“Distribution system reliability assessment: momentary interruptions and storms”** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, October 1997.
- [Levitin 96] Levitin, G., Mazal-Tov, S., Elmakis, D., **“Reliability indices of a radial distribution system with sectionalizing as a function of network structure parameters”** Elsevier Science Limited, Electric Power Systems Research, No. 36, pp. 73-80, 1996.
- [Chow 96] Chow, M.-Y., Taylor, L.S., Chow, M.-S., **“Time of outage restoration analysis in distribution systems”** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No.3, July 1996.
- [Rigler 97] Rigler, D.M., Hodgkins, W.R. Allan, R.N., **“Quantitative reliability analysis of distribution systems: repair times”** Power Engineering Journal August 1997.
- [Brown 98] Brown, R.E., Ochoa, J.R., **“Distribution system reliability: default data and model validation”** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No.23, May 1998.
- [Billinton 97] Billinton, R., Salvaderi, L., McCalley, J.D., Chao, H., Seitz, Th., Allan, R.N., Odom, J., Fallon, C., **Reliability, Risk and Probability Applications Subcommittee “Reliability issues in today’s electric power utility environment”** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4, November 1997.
- [Cachon 91] Cachon, L., Coudert, B., Fulchiron, D., Mircovich, J.-L., **“Un interrupteur aérien télécommandé pour une meilleure qualité de service”**, RGE n°1/91, Janvier 1991.
- [Marty 91] Marty, A., Risset, J.-F., Stewart, J.S., **“Disjoncteur-réenclancheur pour les réseaux aériens MT”**, RGE n°1/91, Janvier 1991.
- [Shephard 91] Shephard, A.D., Owen, R.J., **“Further developments in pole mounted reclosers and sectionalisers”** IEE International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, November 1991.
- [Jackson 89] Jackson, L., Burdis, E.P., Bennet, A., **“The design and application of automated switchgear for urban and rural MV systems”** CIRED 1989.
- [Klaus 89] Klaus, D.W., Oakes, M.C., Fisher, A.G., Little, J., Formby, J.R., **“The sectionalising circuit-breaker — A means for high-speed feeder automation”** CIRED 1989.
- [Reason 95] Reason, J., **“Special report: Match customer service to need for reliability, quality”** Electrical World, April 1995.
- [Markushevich 94] Markushevich, N.S., Herejk, I.C., Nielsen, R.E., **“Functional requirements and cost-benefit study for distribution automation at B.C.Hydro”** IEEE Trans. Power Systems, Vol. 9, No. 2, pp. 772-781, May 1994.
- [Rahbek 94] Rahbek, T., Jørgensen, H.J., Jacobsen, E., Nielsen, T.J., **“DSO - The Danish DA project”** Fourth International Symposium on Distribution Automation and Demand Side Management, A4.2, DA/DSM '94.
- [Schaffer 94] Schaffer, G., **“Distribution system control and automation”**, Electric Power & Energy Systems, Vol. 16, No. 3, 1994.

- [Smith 94] Smith, H.L., *“DA/DSM Directions: an overview of distribution automation and demand-side management with implications of future trends” IEEE Computer Applications in Power, October 1994.*
- [Williams 94] Williams, B.R., Walden, D.G., *“Changing the momentum: Distribution Automation Strategy for the Future” IEEE Computer Applications in Power, Vol. 7, No. 3, July 1994.*
- [Fraisie 93] Fraisie, J.L., Marty, A., *“Politique d’automatisation des réseaux d’EDF” RGE, ISSN 0035-3116, N° 8, Septembre 1993.*
- [Gargiuli 93] Gargiuli, R., Tonon, R., Vanucci, D., Menozzi, L., *“Le système de téléconduite du réseau MT d’ENEL” RGE, ISSN 0035-3116, N° 8, Septembre 1993.*
- [Lehtonen 93] Lehtonen, M., *“Distribution automation takes shape in Finland” August 1993.*
- [Kato 91] Kato, K., Nagasaka, H., Okimoto, A., Kunieda, T., Nakamura, T., *“Distribution automation systems for high quality power supply” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.67, No. 3, July 1991.*
- [Bornard 89] Bornard, P. Bergeal, J., Tete, J.P., *“Evolution of protection and control: balance between centralised and decentralised intelligence” CIRED, 1989.*
- [Mäkinen 90] Mäkinen A., Partanen, J., Lakervi, E., *“A practical approach for estimating future outage costs in power distribution networks”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, n°1, January 1990.*

Capítulo 6. Optimización de las inversiones en mejora de la calidad

- [Carrillo 95-b] Carrillo Caicedo, G., Pérez-Arriaga, J.I., *“Optimal configuration of distribution networks for a diversity of regulatory frameworks”, Paper SPT PS 25-06-0216, presented at the IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, Stockholm, Sweden, June 18-22 1995.*
- [Cuadra 90] de Cuadra, F., *“El problema general de la optimización de diseño por ordenador: aplicación de técnicas de ingeniería del conocimiento” Tesis doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas. 1990.*
- [Pérez-Carballo 81] Pérez-Carballo, A. y J., Vela Sastre, E., *“Gestión financiera de la empresa” Alianza Universidad, 1981.*
- [BOE 97] *“Ley 54/1997 del sector eléctrico”, BOE español núm. 285, viernes 28 de noviembre de 1997.*
- [Wang 98] Wang, P., Billinton, R., *“Demand-side optimal selection of switching devices in radial distribution system planning” IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib., Vol. 145, No. 4, July 1998.*
- [Soudi 98] Soudi, F., Tomsovic, K., *“Optimized Distribution Protection Using Binary Programming” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, January 1998.*

- [Brown 97-a] Brown, R.E., Gupta, S., Christie, R.D., Venkata, S.S., Fletcher, R., ***“Automated primary distribution system design: reliability and cost optimization”*** *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, No. 2, April 1997.
- [Billinton 96-b] Billinton, R., Jonnavithula, S., ***“Optimal switching device placement in radial distribution systems”*** *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No. 3, July 1996.
- [Levitin 94] Levitin, G., Mazal-Tov, S., Elmakis, D., ***“Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm”*** *Electric Power Systems Research* No. 31, pp. 97-102, November 1994.
- [Miranda 91] Miranda, V., ***“Using fuzzy reliability indices in a decision aid environment for establishing interconnection and switching location policies”***, *CIREC* 1991.
- [Miranda 83] Miranda, V., do Vale, A., Cerveira, A., ***“Localisation optimale de sectionneurs et disjoncteurs dans un réseau radial de distribution”*** *International Conference on Electricity Distribution, CIREC 7, Liège, Belgium, 1983*.
- [Mäkinen 90] Mäkinen A., Partanen, J., Lakervi, E., ***“A practical approach for estimating future outage costs in power distribution networks”***, *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 5, n°1, January 1990.
- [Argentina 92] Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de Argentina, ***“Concurso público internacional para la venta de acciones clase “A” de Edenor S.A. y Edesur S.A. – SubAnexo 4: Normas de calidad del servicio público y sanciones”***, Argentina 1992.

Capítulo 7. Conclusiones

—

Apéndice A. Formulación matricial del cálculo de la fiabilidad

—