

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**Contribución a la planificación de sistemas
avanzados de distribución de energía eléctrica
incorporando los recursos energéticos distribuidos**

TESIS DOCTORAL

AUTOR:

José Luis Picard López

DIRECTORES:

Alfredo Quijano López

Vicente Fuster Roig

Noviembre 2015

AGRADECIMIENTOS

La culminación de la presente tesis es el resultado del apreciado consejo de determinadas personas que orientaron y animaron a su autor para completar su formación académica y estructurar su conocimiento, con el fin de lograr una posible contribución de alcance científico, desde la experiencia en su ejercicio profesional dentro de la actividad industrial de la distribución de energía eléctrica.

Desde estas primeras líneas, de forma expresa el autor manifiesta su gratitud a todas y cada una de las personas e instituciones que, de un modo u otro, han contribuido para hacer realidad el presente trabajo, especialmente a sus Codirectores, Alfredo Quijano y Vicente Fuster, del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Valencia, y al Instituto Tecnológico de la Energía de la Comunidad Valenciana.

El autor agradece la colaboración prestada por Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. en la elaboración de esta tesis.

AVISO LEGAL

El contenido del presente documento, las valoraciones y apreciaciones subjetivas de sus resultados son responsabilidad exclusiva de su autor. Los puntos de vista, consideraciones, análisis y conclusiones presentados en el mismo no reflejan necesariamente los criterios, prácticas y métodos internos de la empresa en la que presta sus servicios profesionales, que ha facilitado datos e información en su afán por contribuir al desarrollo de iniciativas y soluciones que puedan permitir mejorar los procedimientos y operaciones de planificación de redes eléctricas en el ámbito de la investigación académica y científica.

La información contenida se ha descontextualizado respecto a la realidad del sistema eléctrico de distribución existente, con el fin de salvaguardar la necesaria confidencialidad de los datos utilizados y, por tanto, no puede ser usada como fuente de datos corporativos o reflejo de las prácticas y métodos internos de la referida empresa.

En cualquier caso, los modelos de red utilizados son lo suficientemente válidos como para asegurar el resultado académico y científico de su aplicación a un sistema eléctrico de potencia real.

A mi mujer y a mis hijos

A la memoria de mis padres y de mi hermano

ÍNDICE

ÍNDICE	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
ÍNDICE DE FIGURAS	XXI
ABSTRACT	XXXI
RESUMEN	XXXIII
RESUM	XXXV
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVOS	3
1.3 CRITERIOS Y METODOLOGÍA	4
1.4 ESTRUCTURA DE LA TESIS	5
CAPÍTULO 2: EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	9
2.1 INTRODUCCIÓN	9
2.2 CADENA DE VALOR DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	10
2.2.1 GENERACIÓN	11
2.2.2 TRANSPORTE	12
2.2.3 DISTRIBUCIÓN.....	14
2.2.4 COMERCIALIZACIÓN	15
2.2.5 RELACIÓN ENTRE AGENTES	15
2.2.6 GESTIÓN FÍSICA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO.....	16
2.3 FUTURO SOSTENIBLE DE LAS REDES	18
2.3.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	18
2.3.2 SOSTENIBILIDAD (ECONÓMICA, MEDIO AMBIENTAL Y SOCIAL)	19
2.3.3 SMART METERS.....	19
2.3.4 OTROS.....	19
2.4 EVOLUCIÓN DEL MODELO RETRIBUTIVO	21
2.4.1 SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES Y DESREGULACIÓN: MERCADO ELÉCTRICO	22
2.4.2 BASES PARA EL NUEVO MERCADO ELÉCTRICO	24
2.4.3 METODOLOGÍAS PARA RETRIBUIR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	25
2.4.4 NUEVO MODELO ENERGÉTICO.....	29
2.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 2	29

CAPÍTULO 3: COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA Y DESARROLLO SOSTENIBLE 33

3.1	INTRODUCCIÓN	33
3.2	MODELO ENERGÉTICO Y SU PROSPECTIVA	34
3.3	SEGURIDAD ENERGÉTICA, COMPETITIVIDAD Y CAMBIO CLIMÁTICO	35
3.4	COBERTURA DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD	38
3.5	OPCIONES DESDE LA OFERTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	39
3.5.1	TECNOLOGÍAS RENOVABLES	40
3.5.2	TECNOLOGÍAS CONVENCIONALES	45
3.5.3	SERVICIOS PARA LA COBERTURA DE LA DEMANDA	48
3.5.4	COMPARATIVA DE COSTES ENTRE TECNOLOGÍAS	50
3.5.5	EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA	51
3.6	INFRAESTRUCTURAS DE RED	53
3.7	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 3	53

**CAPÍTULO 4: EFECTOS DE LA INTEGRACIÓN DE LAS FUENTES INTERMITENTES DE ENERGÍA
RENOVABLE SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO Y LAS REDES ELÉCTRICAS 55**

4.1	INTRODUCCIÓN	55
4.2	ORDEN DE MÉRITO EN EL DESPACHO DE GENERACIÓN	56
4.3	CONSIDERACIONES BÁSICAS SOBRE LA FORMACIÓN DE PRECIOS	58
4.3.1	INDUCTORES DEL PRECIO SPOT	58
4.3.2	VOLATILIDAD DE PRECIOS A CORTO PLAZO	59
4.3.3	TENDENCIA DE LOS PRECIOS SPOT EN EL MERCADO MAYORISTA	60
4.3.4	PRECIOS NEGATIVOS	62
4.3.5	ESQUEMAS DE APOYO Y RESPALDO.....	65
4.3.6	MECANISMOS DEL MERCADO.....	66
4.3.7	OBJETIVOS COMPARTIDOS EN MATERIA DE EMISIONES DE CO ₂	66
4.4	SERVICIOS DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA	67
4.5	ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO DISTRIBUIDO	68
4.6	CAPACIDAD DE RESPUESTA DE LA DEMANDA	69
4.7	SOLUCIONES DE MERCADO PARA LA SEGURIDAD Y EFICIENCIA DEL SISTEMA	70
4.8	INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS.	71
4.9	INVERSIONES EN LA RED Y EN EL SISTEMA	72
4.10	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 4	73

CAPÍTULO 5: REDES INTELIGENTES 75

5.1	INTRODUCCIÓN	75
5.2	SITUACIÓN ACTUAL	75
5.3	SISTEMAS DE GESTIÓN AVANZADA DE DISTRIBUCIÓN	77
5.4	CONCEPTO DE RED INTELIGENTE	77
5.5	DOMINIOS FUNCIONALES EN LA RED INTELIGENTE	80
5.5.1	USUARIO DE RED	82

5.5.2	COMERCIALIZACIÓN	82
5.5.3	SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	83
5.5.4	OPERACIONES DE RED	83
5.5.5	GENERACIÓN	83
5.5.6	TRANSPORTE	83
5.5.7	DISTRIBUCIÓN.....	84
5.5.8	ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO	84
5.5.9	MERCADO ELÉCTRICO.....	85
5.5.10	MARCO REGULATORIO	85
5.6	TRATAMIENTO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN LA RED INTELIGENTE.....	87
5.7	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 5	88

CAPÍTULO 6: PLANIFICACIÓN EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA **89**

6.1	INTRODUCCIÓN.....	89
6.2	CONTEXTO TÉCNICO Y REGULATORIO	90
6.3	CRITERIOS DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN EN LA PLANIFICACIÓN DE REDES	92
6.3.1	CRITERIO ANALÍTICO.....	93
6.3.2	ANÁLISIS EXHAUSTIVO	94
6.3.3	PROGRAMACIÓN LINEAL (LP).....	95
6.3.4	PROGRAMACIÓN NO LINEAL (NLP)	96
6.3.5	TÉCNICAS METAHEURÍSTICAS	103
6.3.6	MÉTODOS MULTIOBJETIVO.....	106
6.3.7	MÉTODOS PROBABILÍSTICOS	107
6.3.8	COMPARACIÓN DE MÉTODOS Y CRITERIOS DE OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS	108
6.4	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 6	109

CAPÍTULO 7: CONSIDERACIONES SOBRE LA GESTIÓN ACTIVA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA **111**

7.1	INTRODUCCIÓN.....	111
7.2	DISEÑO TRADICIONAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	113
7.3	INTEGRACIÓN DE LOS RECURSOS DE ENERGÍA DISTRIBUIDOS	115
7.3.1	RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS: CONSIDERACIONES PREVIAS Y ALCANCE	116
7.3.2	CAPACIDAD DE LA RED PARA INCORPORAR RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.....	117
7.3.3	ASPECTOS TÉCNICOS QUE LIMITAN LA CAPACIDAD DE ACCESO A LA RED.....	120
7.3.4	EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA CAPACIDAD DE ACCESO	124
7.3.5	MEDIDAS PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD PARA INCORPORAR RECURSOS DER-DG	127
7.3.6	EFFECTOS SOBRE LA OPERACIÓN DE RED DERIVADOS DEL ACCESO DE LOS RECURSOS DER-DG	128
7.4	EVOLUCIÓN DE LAS FUNCIONES FUNCIONES DEL DNO Y SUS NUEVOS RETOS (DSO)	133
7.4.1	PLANIFICAR Y DESARROLLAR LA CAPACIDAD DE LA RED	133
7.4.2	OPERAR Y GESTIONAR LA RED DE DISTRIBUCIÓN APOYANDO AL SISTEMA DE TRANSPORTE	135
7.4.3	GESTIONAR LOS FLUJOS DE ENERGÍA PRESERVANDO LA CALIDAD Y SEGURIDAD DEL SUMINISTRO	137
7.4.4	EVOLUCIÓN DE LAS FUNCIONES DEL GESTOR DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	139

7.5	SISTEMAS AVANZADOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	141
7.5.1	ACCESO Y CONEXIÓN A LA RED	142
7.5.2	EL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EL CONTEXTO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN AVANZADO.....	144
7.6	GESTIÓN FLEXIBLE DE LA CAPACIDAD EN LA RED.....	148
7.6.1	PLANIFICACIÓN DEL DESARROLLO DE RED COMO SISTEMA	148
7.6.2	OPERACIÓN DE RED EN SISTEMAS AVANZADOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	154
7.6.3	COBERTURA DE LA DEMANDA EN SISTEMAS AVANZADOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	175
7.7	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 7	176

CAPÍTULO 8: FUNDAMENTOS Y CONSIDERACIONES DEL MODELO PROPUESTO **181**

8.1	INTRODUCCIÓN.....	181
8.1.1	CONDICIONES DE ACCESO A LA RED	182
8.1.2	ÁMBITO DE APLICACIÓN.....	183
8.2	CAMBIO DE ENFOQUE EN LA PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DE RED.....	184
8.2.1	PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DE RED QUE INCORPORA LOS RECURSOS DER	184
8.2.2	CONDICIONES DE ACCESO Y CONEXIÓN A LA RED DE LOS RECURSOS DER.....	187
8.2.3	TRATAMIENTO DEL ÁMBITO TEMPORAL EN LA PLANIFICACIÓN DE REDES.....	188
8.3	CONSIDERACIONES AL SIMULAR EL COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	189
8.3.1	EVALUACIÓN TRADICIONAL DEL COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	189
8.3.2	EVALUACIÓN AVANZADA DEL COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	190
8.3.3	ANÁLISIS MEDIANTE AC OPF Y SU FUNCIÓN OBJETIVO	191
8.3.4	CONCILIACIÓN ENTRE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE Y LAS PÉRDIDAS DE RED	193
8.3.5	CLAVES REGULATORIAS EN LA EVALUACIÓN DE NUEVAS INFRAESTRUCTURAS DE RED.....	195
8.4	SIMULACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA BASE DE TRES NUDOS	199
8.5	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 8	206

CAPÍTULO 9: MODELO DE PLANIFICACIÓN PROPUESTO **209**

9.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO.....	209
9.2	RED DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTE.	210
9.3	ESTABLECER EL CASO BASE.....	210
9.3.1	CONOCER LA RED.....	211
9.3.2	IDENTIFICAR LOS SUBSISTEMAS ELÉCTRICOS	212
9.3.3	IDENTIFICAR LOS ESCENARIOS CRÍTICOS DE FUNCIONAMIENTO.....	214
9.4	PLANIFICAR LAS NECESIDADES Y RECURSOS DE RED.....	216
9.4.1	PREVISIÓN DE LA DEMANDA	220
9.4.2	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA SOBRE EL ESCENARIO BASE	221
9.5	EVALUAR LOS ASPECTOS ECONÓMICO - REGULATORIOS.....	225
9.5.1	RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN EN RED DESDE LA PERSPECTIVA REGULATORIA	228
9.5.2	PROCESO DE CÁLCULO	230
9.5.3	INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	235
9.6	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 9	236

CAPÍTULO 10: COMPROBACIÓN Y RESULTADOS	239
10.1 INTRODUCCIÓN	239
10.2 RED EXISTENTE DE DISTRIBUCIÓN	240
10.3 ESTABLECER EL CASO BASE	242
10.3.1 CONOCER LA RED	242
10.3.2 IDENTIFICAR LOS SUBSISTEMAS ELÉCTRICOS	249
10.3.3 CASOS PARA EL ESCENARIO BASE DESAGREGADO DE FUNCIONAMIENTO	256
10.3.4 RESULTADOS PRIMERA ETAPA	274
10.4 PLANIFICAR LAS NECESIDADES Y RECURSOS DE RED	275
10.4.1 PERFILES DE COMPORTAMIENTOS DE CARGA	275
10.4.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	278
10.4.3 DESARROLLOS DE RED EN CURSO	278
10.4.4 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DER	278
10.4.5 CASO BASE A EN LA TRANSFORMACIÓN DE LA SUBESTACIÓN K EN 2020	279
10.4.6 CASO BASE BMT EN LA TRANSFORMACIÓN DE LA SUBESTACIÓN K6 EN 2020	282
10.4.7 RESULTADOS SEGUNDA ETAPA	286
10.5 EVALUAR LOS ASPECTOS ECONÓMICO - REGULATORIOS	286
10.5.1 RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN EN RED DESDE LA PERSPECTIVA REGULATORIA	286
10.5.2 CASO BASE 2020 TRANSFORMACIÓN K	287
10.5.3 CASO BASE 2020 TRANSFORMACIÓN K6	289
10.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 10	290
CAPÍTULO 11: CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN	295
LISTADO DE SIGLAS Y ABREVIACIONES	301
GLOSARIO DE TÉRMINOS	305
BIBLIOGRAFÍA	309
ANEXO A: DATOS DEL SISTEMA BASE DE 3 NUDOS	321
A. 1: DATOS DE ENTRADA AL SISTEMA BASE DE 3 NUDOS	321
A.1.1: DEMANDA POR CONSUMO EN EL NUDO 3	321
A.1.2: GENERACIÓN RENOVABLE EN EL NUDO 2	321
A. 2: RESULTADOS DEL SISTEMA BASE DE 3 NUDOS	322
A.2.1: TENSIÓN EN EL NUDO 2	322
A.2.2: TENSIÓN EN EL NUDO 3	323
A.2.3: SOBRECARGA DE LA LÍNEA 1-2	324
A.2.4: SOBRECARGA DE LA LÍNEA 1-3	325
A.2.5: SOBRECARGA DE LA LÍNEA 2-3	326
A. 3: PROGRAMA PHYTON PARA EL SISTEMA BASE DE TRES NUDOS	327

ANEXO B: DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL ÁMBITO DE ESTUDIO 331

B. 1: RED EXISTENTE DE DISTRIBUCIÓN (RED) DE REFERENCIA	331
B.1.1: ESQUEMA ELÉCTRICO	331
B.1.2: PARÁMETROS TÉCNICOS CARACTERÍSTICOS.....	331
B. 2: RED EXTERIOR A RED.....	333
B.2.1: ESQUEMA ELÉCTRICO	333
B.2.2: PARÁMETROS TÉCNICOS CARACTERÍSTICOS.....	334
B. 3: SUBSISTEMA ④.....	335
B.3.1: ESQUEMA ELÉCTRICO EQUIVALENTE.....	335
B.3.2: PARÁMETROS TÉCNICOS CARACTERÍSTICOS.....	335
B.3.3: EVOLUCIÓN DE LA CARGA EN LA TRANSFORMACIÓN 132/66 (SUBESTACIÓN L).....	336
B.3.4: GRÁFICAS DE CORRELACIÓN DEMANDA GENERACIÓN EN LAS TRASFORMACIONES A MT.....	337

ANEXO C: TRATAMIENTO DE LOS DATOS Y REGISTROS DE MEDIDA 347

C. 1: PROGRAMA ANÁLISIS DE RED MT	348
C.1.1: GENERAR FICHERO RAWDATA	348
C.1.2: CÁLCULO PNG.....	349
C. 2: PROGRAMAS EN LENGUAJE PHYTON	350
C.2.1: CAMBIA AREASNUDOS.....	350
C.2.2: CAMBIA POTGENERADORES	361
C.2.3: CAMBIA POTSOLOGENERADORES.....	373
C.2.4: CAMBIA AMPZONAS	381
C.2.5: CAMBIA POTAREAS	392

ANEXO D: CASO BASE DESAGREGADO PRIMERA ETAPA 403

D. 1: TRANSFORMACIÓN K	403
D.1.1: ANÁLISIS DE LA TRANSFORMACIÓN K VISTA DESDE SU INTERCONEXIÓN EN 132 kV	403
D.1.2: AJUSTE DE LA GENERACIÓN Y LA DEMANDA EN 66 kV A LA DEL DÍA 20-1-2014 21H.....	404
D.1.3: INCORPORACIÓN DE LA GENERACIÓN EN MT Y AT SIN MODIFICAR LA DEMANDA.....	406
D.1.4: ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	409
D.1.5: VALORACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	411
D. 2: TRANSFORMACIÓN K6	411
D.2.1: ANÁLISIS DE LA TRANSFORMACIÓN K6 VISTA DESDE SU INTERCONEXIÓN EN 66 kV	411
D.2.2: INCORPORACIÓN DE LA GENERACIÓN EN MT SIN MODIFICAR LA DEMANDA.....	413
D.2.3: ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	414
D.2.4: VALORACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	415

ANEXO E: CASO BASE DESAGREGADO SEGUNDA ETAPA 417

E. 1: PERFILES COMPORTAMIENTO IDENTIFICADOS.....	417
---	------------

E. 2: TRANSFORMACIÓN K	428
E.2.1: ANÁLISIS DE LA TRANSFORMACIÓN K VISTA DESDE SU INTERCONEXIÓN EN 132 KV	428
E.2.2: ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	429
E.2.3: ANÁLISIS OPF	430
E.2.4: VALORACIÓN DE LOS RESULTADOS	434
E. 3: CASO BASE BMT TRANSFORMACIÓN K6 2020	435
E.3.1: ANÁLISIS DE LA TRANSFORMACIÓN K6	435
E.3.2: ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	436
E.3.3: EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS	437

ANEXO F: CASO BASE DESAGREGADO TERCERA ETAPA **439**

F. 1: ANÁLISIS ECONÓMICO-REGULATORIO NECESIDADES DE RED EN LA TRANSFORMACIÓN K	439
F.1.1: ESCENARIO 1: SIN PAGO A DER Y SIN RETRASO DE LA INVERSIÓN.....	440
F.1.2: ESCENARIO 2: CON PAGO A DER Y SIN RETRASO DE LA INVERSIÓN	441
F.1.3: ESCENARIO 3: CON PAGO A DER Y RETRASANDO LA INVERSIÓN 1 AÑO	442
F.1.4: ESCENARIO 4: CON PAGO A DER Y RETRASANDO LA INVERSIÓN 2 AÑOS	443
F.1.5: ESCENARIO 5: CON PAGO A DER Y RETRASANDO LA INVERSIÓN 3 AÑOS	444
F.1.6: ESCENARIO 6: CON PAGO A DER Y RETRASANDO LA INVERSIÓN 4 AÑOS	445
F.1.7: ESCENARIO 7: CON PAGO A DER Y RETRASANDO LA INVERSIÓN 5 AÑOS	446
F.1.8: COMPARACIÓN DE ESCENARIOS	447
F. 2: ANÁLISIS ECONÓMICO-REGULATORIO NECESIDADES DE RED EN LA TRANSFORMACIÓN K6.....	448
F.2.1: ESCENARIO 1: SIN PAGO A DER Y SIN RETRASO DE LA INVERSIÓN.....	449
F.2.2: ESCENARIO 2: CON PAGO A DER Y SIN RETRASO DE LA INVERSIÓN	450
F.2.3: ESCENARIO 3: CON PAGO A DER Y RETRASANDO LA INVERSIÓN 1 AÑO	451
F.2.4: ESCENARIO 4: CON PAGO A DER Y RETRASANDO LA INVERSIÓN 2 AÑOS	452
F.2.5: ESCENARIO 5: CON PAGO A DER Y RETRASANDO LA INVERSIÓN 3 AÑOS	453
F.2.6: ESCENARIO 6: CON PAGO A DER Y RETRASANDO LA INVERSIÓN 4 AÑOS	454
F.2.7: ESCENARIO 7: CON PAGO A DER Y RETRASANDO LA INVERSIÓN 5 AÑOS	455
F.2.8: COMPARACIÓN DE ESCENARIOS.....	456

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Modos y características técnicas de recarga de vehículo eléctrico.	20
Tabla 3-1: Firmeza de generación por tecnología en España.	39
Tabla 3-2: Escenario de precios de las materias primas energéticas en el horizonte 2030.	50
Tabla 5-1: Dominios funcionales de los agentes en el entorno de la red eléctrica inteligente.	87
Tabla 6-1: Posibilidades de la formulación matemáticas del OPF.	98
Tabla 6-2: Técnicas de análisis y optimización en la planificación de redes eléctricas y sus alcances.	109
Tabla 7-1: Clasificación de tensiones según el estándar Cenelec EN50160 (2010).	113
Tabla 7-2: Nivel habitual de tensión de conexión a la red por tecnología de generación.	117
Tabla 7-3: Condiciones de restricción de la generación distribuida a partir de fuentes renovables por motivos de seguridad operativa de red.	123
Tabla 7-4: Servicios complementarios en el nivel de red de distribución y Servicios del sistema de distribución eléctrica (DSS).	147
Tabla 7-5: Principales funciones de la operación y planificación del sistema intrínsecas a la gestión de red.	163
Tabla 7-6: Mapa conceptual de los sistemas avanzados de distribución eléctrica en su evolución desde la gestión clásica de la red hacia su gestión activa (ADSM).	164
Tabla 8-1: Comparación de escenarios representativos del funcionamiento de un sistema mallado de tres nudos.	206
Tabla 9-1: Parámetros característicos en la actividad "Conocer de red".	212
Tabla 9-2: Parámetros característicos en la actividad "Identificar los subsistemas eléctricos".	214
Tabla 9-3: Parámetros en la actividad "Identificar los escenarios críticos de funcionamiento".	215
Tabla 9-4: Parámetros característicos al "Planificar las necesidades y recursos de red".	225
Tabla 9-5: Parámetros característicos al "Evaluar los aspectos económico-regulatorios".	236
Tabla 10-1: Principales parámetros del caso base en la transformación K (MAT/AT).	259
Tabla 10-2: Instalaciones DG conectadas en 66 kV en el subsistema 4.	261
Tabla 10-3: Principales parámetros del caso base en la transformación K ₁ (AT/MT).	266
Tabla 10-4: Principales parámetros del caso base en la transformación K ₆ (AT/MT).	270

Tabla 10-5: Transformación K6: generación para el 04/04/2014 a las 08:00.....	272
Tabla 10-6: Efecto sobre la PNG por fallo de transformador de cada uno de los DER identificados.....	272
Tabla 10-7: Síntesis de resultados del Escenario base desagregado 2014 para el subsistema④.....	274
Tabla 10-8: Efecto sobre la PNG por fallo de transformador de cada uno de los DER identificados.....	284
Tabla 10-9: PNGs en la red de MT con origen en la transformación K6.....	285
Tabla 10-10: Síntesis de resultados del Escenario base desagregado 2020 del subsistema④.....	286
Tabla A- 1: Parámetros eléctricos característicos de la red interior al ámbito de estudio referido.....	333
Tabla A- 2: Parámetros eléctricos característicos de la red exterior a RED.....	334
Tabla A- 3: Parámetros eléctricos característicos del subsistema 4 132 – 66 kV.	336
Tabla A- 4: Transformación K: comparación de los datos proporcionados por PSS®E con los registros de medida (REMEDI).....	404
Tabla A- 5: Transformaciones K1 y K6: comparación de los datos proporcionados por PSS®E con el registro de medida (REMEDI).....	404
Tabla A- 6: Subsistema 4: registros de las instalaciones de generación en REMEDI.....	405
Tabla A- 7: Subsistema 4: balance de potencia en las instalaciones de los consumidores con capacidad de generación.....	405
Tabla A- 8: Extracto cargas PSS®E en las transformaciones a MT al combinar demanda máxima (20.01.2014 21h) con la generación DG en MT correspondiente a solicitud máxima en la interconexión (04.03.2014 8h).	406
Tabla A- 9: Transformación K: generación en AT registrada en REMEDI.....	407
Tabla A- 10: Transformación K: demandas y generaciones a integrar en los nudos AT de los transformadores MT.	407
Tabla A- 11: Transformación K: demandas a integrar en los nudos de clientes AT.....	407
Tabla A- 12: Transformación K: generaciones a integrar en los nudos de generadores que vierten en AT.	408
Tabla A- 13: Transformación K6: comparación de los datos proporcionados por PSS®E con los registros de medida (REMEDI).....	412
Tabla A- 14: Transformación K6: datos de consumo obtenidos con PSS®E.	412
Tabla A- 15: Transformación K6: datos de generación obtenidos con PSS®E.	412

Tabla A- 16: Subestación K6: balance de potencia activa.	413
Tabla A- 17: Transformación K6: generación para el 04/04/2014 a las 08:00.	414
Tabla A- 18: Efecto sobre la PNG por fallo de transformador de cada uno de los DER identificados.	414
Tabla A- 19: Efecto de sobre la PNG en la red de MT de cada uno de los DER identificaos.....	415
Tabla A- 20: Efecto sobre la PNG por fallo de transformador de cada uno de los DER identificados.	436
Tabla A- 21: PNGs en la red de MT con origen en la transformación K6.....	436

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura.2-1: Actividades básicas del sector eléctrico liberalizado.	10
Figura 2-2: Estructura de costes por origen de actividad en el sistema eléctrico español 2012 (k€).	11
Figura 2-3: Relación entre Agentes.	16
Figura 3-1: Evolución precio contratado del carbono en el mercado spot, en € por tonelada métrica de CO ₂	36
Figura 3-2: Opciones para la cobertura de la demanda de electricidad.....	40
Figura 3-3: Coste normalizado de generación de electricidad por tecnología (€/MWh) en el horizonte 2030.	51
Figura 4-1: Escenarios de generación de energía eólica en GW hasta 2030.	57
Figura 4-2: Velocidad media del viento (m/s) registrada 2000-2005 a altura normalizada.	58
Figura 4-3: Efecto al priorizar el despacho de la energía eólica sobre la estructura de costes marginales ofertados y sobre el precio horario del mercado diario.	60
Figura 4-4: Impacto de la energía eólica en precio spot del sistema eléctrico West Denmark diciembre 2005.	61
Figura 4-5: Previsión 20.3.2013 demanda y generación eólica, fotovoltaica, hidráulica fluyente y nuclear en España.	63
Figura 4-6: Evolución demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico español 24.3.2013.	64
Figura 4-7: Evolución generación energía eólica en el sistema eléctrico español 24.3.2013.....	64
Figura 4-8: Evolución precio horario mercado ibérico mayorista eléctrico (MIBEL) 24.3.2013.	65
Figura 4-9: Estructura de generación en el sistema eléctrico español el 24.3.2013.	65
Figura 5-1: Principales dominios funcionales en la red inteligente.	81
Figura 5-2: Funciones básicas de los Operadores del mercado y del sistema eléctrico.	85
Figura 6-1: Parámetros característicos del modelo en π de una línea eléctrica entre dos puntos "a" y "b".	93
Figura 6-2: Parámetros característicos del modelo en π de una línea eléctrica entre dos nudos "i" y "j".	99
Figura 6-3: Una clasificación de algunas de las técnicas metaheurísticas más conocidas.	105
Figura 7-1: Flujos de energía y servicios en el ámbito operativo del sistema de distribución eléctrica...	111

Figura 7-2: Alcance del control, mando y capacidad de simulación del estado e la red (color verde) en los distintos niveles de tensión de red de distribución (DSO) y transporte (TSO).....	115
Figura 7-3: Curva característica en “U” que relaciona el grado de penetración de la generación distribuida DG con las pérdidas eléctricas en la red a la que se conecta.....	129
Figura 7-4: Perfil típico de tensiones en una red de distribución radial, desde el nivel primario en la transformación MAT_AT/MT, línea MT, transformador MT/BT y línea BT, con cuatro escenarios de generación distribuida y demanda.....	130
Figura 7-5: Flujo de potencia en la transformación AT/MT de una subestación en servicio en un ámbito de elevada penetración de cogeneración en MT. Detalle registrado durante un fin de semana y su lunes inmediato de abril 2013.	131
Figura 7-6: Evolución de 2001 a 2013(1T) de la potencia media mensual (MW) en la interconexión entre el sistema de transporte y la red distribución (transformación MAT/AT), la demanda por consumo y la generación distribuida en el nivel AT de distribución, en un ámbito de elevada penetración de energía eólica.....	132
Figura 7-7: Evolución horaria de la potencia (MW) en la interconexión entre el sistema de transporte y la red de distribución (transformación MAT/AT), la demanda por consumo y la generación distribuida en el nivel AT de distribución, en un día de abundante recurso eólico.	132
Figura 7-8: Proceso de planificación y desarrollo de red de un sistema de distribución.	134
Figura 7-9: Procesos internos esenciales de una empresa eléctrica distribuidora.	136
Figura 7-10: Efecto aportación de los recursos energéticos renovables en red (RES) sobre el desarrollo de la capacidad de red para la punta de demanda.	151
Figura 7-11: Incremento de la capacidad de conexión de la red con acceso flexible.....	152
Figura 7-12: Estados básicos de funcionamiento del sistema eléctrico y acciones de operación de red para el cambio o evolución entre los mismos.....	156
Figura 7-13: Mercado eléctrico operativo en estado normal o en estado de alerta de funcionamiento la red o del sistema eléctrico	158
Figura 7-14: Agrupación de los principales servicios complementarios del sistema eléctrico desde la visión de la operación de red.	162
Figura 7-15: Planificación de la operación DSO y sus interacciones con TSO y agentes del mercado eléctrico.....	166
Figura 7-16: Esquema básico del control de tensión tradicional en el sistema eléctrico, TSO y DSO.	169
Figura 7-17: Valores típicos del ratio R/X en función del nivel de tensión.....	169
Figura 7-18: Evolución de las potencias activa y reactiva en el punto de conexión a la red de distribución AT de un parque eólico y el efecto de su línea de evacuación hasta el punto de interconexión con la misma.	170

Figura 7-19: Evolución 2001 – 2012 (2013 prevista) de la demanda de una empresa de distribución eléctrica española, agregada en barras de central y registrada en la transformación MAT/AT-MT en su interfase con la red de transporte.	171
Figura 7-20: Intercambio de información entre los agentes y en el mercado desde la visión de los recursos DER conectados en la red DSO.	174
Figura 7-21: Mapa conceptual del abastecimiento de la demanda de electricidad en un contexto de sistema avanzado de distribución eléctrica.....	176
Figura 8-1: Estructura de costes reconocidos en la retribución de infraestructuras de distribución eléctrica en España.....	196
Figura 8-2: Componentes de la retribución anual de una empresa distribuidora en España.	199
Figura 8-3: Sistema base formado por una red mallada de tres nudos y tres líneas en un “Escenario crítico habitual”: máxima producción DG y mínima demanda de consumo previsibles.....	200
Figura 8-4: Escenario más desfavorable identificado en base al análisis PF de series temporales.....	201
Figura 8-5: Resolución con OPF en despacho económico del “Escenario más desfavorable identificado” mediante el ajuste de la generación activa y reactiva con prioridad de acceso.....	201
Figura 8-6: Resolución con OPF en despacho económico del “Escenario más desfavorable identificado” mediante el ajuste sólo de la generación activa con prioridad de acceso.	202
Figura 8-7: Flujograma de optimización propuesto de la red mediante el OPF de PSS®E.	203
Figura 8-8: Monótona anual de carga (potencia activa demandada) por consumo PC observada en el nudo 3 del sistema base	204
Figura 8-9: Evolución de pérdidas horarias observada en el sistema base de tres nudos, en tres contextos de demanda por consumo PC en el nudo 3, en función de la producción PG inyectada en el nudo 2.....	205
Figura 9-1: Actividades de análisis para establecer el caso base de la red objeto de estudio.	211
Figura 9-2: Etapas en el modelo propuesto de planificación y desarrollo de red de distribución.	217
Figura 9-3: Proyección de la demanda sobre el escenario base en la planificación de red con desarrollos en curso.	219
Figura 9-4: Proyección de la demanda y potencial energía no suministrada en condición N-1.....	221
Figura 9-5: Interacción entre la primera y la segunda etapa del modelo de planificación propuesto al incorporar los recursos DER	222
Figura 9-6: Interacción entre la segunda y tercera etapa del modelo de planificación propuesto.....	223
Figura 9-7: Principales sinergias y factores de decisión en la planificación de red que incorpora recursos energéticos distribuidos.	228

Figura 9-8: Plantilla de análisis de rentabilidad económico-regulatoria asociada al modelo de planificación propuesto.	231
Figura 9-9: Bloque "parámetros económico-regulatorios del modelo" de la plantilla del análisis de rentabilidad retributiva.	232
Figura 9-10: Bloque "actuación prevista de red" de la plantilla del análisis de rentabilidad retributiva.	233
Figura 9-11: Bloque "recurso DER" de la plantilla del análisis de rentabilidad retributiva.	233
Figura 9-12: Bloque "flujo de caja" de la plantilla del análisis de rentabilidad retributiva.	235
Figura 9-13: Bloque "análisis de rentabilidad" de la plantilla del análisis de rentabilidad retributiva.	235
Figura 9-14: Diagrama resumen de las tres etapas del modelo de planificación propuesto	237
Figura 10-1: Esquema eléctrico MAT y AT de la red existente de distribución (RED de referencia).	241
Figura 10-2: Esquemas de interconexión entre el transporte y las redes de distribución, acordes con la evolución de las mismas, acompañada con la demanda de sus servicios.	243
Figura 10-3: Balance energético desde la perspectiva del Operador del Sistema para abastecer la demanda por consumo en el ámbito de estudio.	244
Figura 10-4: Correlación demanda y pérdidas con generación en el ámbito de estudio en 2013.	245
Figura 10-5: Correlación demanda y pérdidas con generación en el ámbito de estudio en 2014.	245
Figura 10-6: Correlación por niveles de tensión de la demanda y pérdidas con la generación en el ámbito de estudio en 2013.	246
Figura 10-7: Correlación por niveles de tensión de la demanda y pérdidas con la generación en el ámbito de estudio en 2014.	247
Figura 10-8: Correlación entre demanda y generación para el nivel de tensión de 66 kV en el ámbito de estudio en el año 2013.	247
Figura 10-9: Correlación entre demanda y generación para el nivel de tensión de 66 kV en el ámbito de estudio en el año 2014.	248
Figura 10-10: Correlación entre demanda y generación para el nivel de tensión de 20 kV en el ámbito de estudio en el año 2013.	248
Figura 10-11: Correlación entre demanda y generación para el nivel de tensión de 20 kV en el ámbito de estudio en el año 2014.	249
Figura 10-12: Flujograma del proceso de análisis de la red para identificar los escenarios de funcionamiento críticos (Caso base) en un sistema eléctrico existente.	252
Figura 10-13: Identificación de subsistemas con punto de conexión único o múltiple con el nivel de tensión superior.	253

Figura 10-14: Esquema básico del subsistema sobre el que se comprueba el modelo.	255
Figura 10-15: Correlación Demanda-Generación en la barra de 132 kV de la Subestación K (año 2013).	257
Figura 10-16: Correlación Demanda-Generación en la barra de 132 kV de la Subestación K (año 2014).	257
Figura 10-17: Curva de tensiones expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base A en la transformación K MAT/AT/MT tras la ejecución del flujo de cargas.	260
Figura 10-18: Curva de carga en las líneas expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base A en la transformación K MAT/AT/MT tras la ejecución del flujo de cargas.	260
Figura 10-19: Correlación Demanda-Generación en la barra de 66 kV de la Subestación K ₁ (año 2013).	262
Figura 10-20: Correlación Demanda-Generación en la barra de 66 kV de la Subestación K ₁ (año 2014).	263
Figura 10-21: Consumo en MT de la Subestación K ₁ (año 2014).	263
Figura 10-22: Generación en MT de la Subestación K ₁ (año 2014).	264
Figura 10-23: Interconexión AT/MT de la Subestación K ₁ (año 2014).	264
Figura 10-24: Monótona en la interconexión AT/MT de la Subestación K ₁ (año 2014).	265
Figura 10-25: Correlación Demanda-Generación en la barra de 66 kV de la Subestación K ₆ (año 2013).	266
Figura 10-26: Correlación Demanda-Generación en la barra de 66 kV de la Subestación K ₆ (año 2014).	267
Figura 10-27: Consumo en MT de la Subestación K ₆ (año 2014).	267
Figura 10-28: Generación en MT de la Subestación K ₆ (año 2014).	268
Figura 10-29: Interconexión AT/MT de la Subestación K ₆ (año 2014).	268
Figura 10-30: Monótona en la interconexión AT/MT de la Subestación K ₆ (año 2014).	269
Figura 10-31: Curva de tensiones expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base A en la transformación K6 AT/MT tras la ejecución del flujo de cargas.	271
Figura 10-32: Curva de carga en las líneas expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base A en la transformación K6 AT/MT tras la ejecución del flujo de cargas.	271
Figura 10-33: Perfil horario de carga tipo urbano observado en la transformación A a 20 kV en 2014.	276
Figura 10-34: Perfil horario de carga tipo turístico concentrado observado en la transformación Q en 2014.	276
Figura 10-35: Perfil horario de carga tipo industrial observado en la transformación J en 2014.	277
Figura 10-36: Perfil horario de carga tipo rural observado en la transformación F en 2014.	277

Figura 10-37: Esquema actual de conexión AT de la subestación K6.....	279
Figura 10-38: Esquema planificado de conexión AT de la subestación K6 (horizonte 2020).	279
Figura 10-39: Perfiles de tensión MAT y AT obtenidos en subsistema 4 (PF, OPF y OPF con Qgen).....	280
Figura 10-40: Perfiles de carga en líneas MAT y AT obtenidos en subsistema 4 (PF, OPF y OPF con Qen).	281
Figura 10-41: Curva de tensiones expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base BMT en la transformación K6 AT/MT en 2020 tras la ejecución del flujo de cargas.	283
Figura 10-42: Curva de carga en las líneas expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base BMT en la transformación K6 AT/MT en 2020 tras la ejecución del flujo de cargas.	283
Figura 10-43: Visión económico regulatoria del impacto sobre la TIR de la inversión al retrasar la ampliación de capacidad de transformación en la subestación K.....	288
Figura 10-44: Visión económico regulatoria del impacto sobre la TIR de la inversión al retrasar la ampliación de capacidad de transformación en la subestación K6.....	290
Figura A- 1: Demanda por consumo en el nudo 3 del sistema base de 3 nudos.	321
Figura A- 2: Generación renovable en el nudo 2 del sistema base de 3 nudos.....	321
Figura A- 3: Resultados del flujo de carga: mapa de tensiones en el nudo 2.	322
Figura A- 4: Resultados del flujo de carga: representación 3D de las tensiones en el nudo 2.	322
Figura A- 5: Resultados del flujo de carga: mapa de tensiones en el nudo 3.	323
Figura A- 6: Resultados del flujo de carga: representación 3D de las tensiones en el nudo 2.	323
Figura A- 7: Resultados del flujo de carga: mapa de sobrecarga en la línea L1-2.	324
Figura A- 8: Resultados del flujo de carga: representación 3D de la sobrecarga en la línea L1-2.	324
Figura A- 9: Resultados del flujo de carga: mapa de sobrecarga en la línea L1-3.	325
Figura A- 10: Resultados del flujo de carga: representación 3D de la sobrecarga en la línea L1-3.	325
Figura A- 11: Resultados del flujo de carga: mapa de sobrecarga en la línea L2-3.	326
Figura A- 12: Resultados del flujo de carga: representación 3D de la sobrecarga en la línea L2-3.	326
Figura A- 13:: Esquema eléctrico de la red interior al ámbito de estudio referido (RED).	331
Figura A- 14: Esquema eléctrico equivalente de la red exterior a RED.	333
Figura A- 15: Esquema eléctrico del subsistema 4.	335

Figura A- 16: Curva monótona de carga en la transformación MAT/AT en la subestación L.....	337
Figura A- 17: Correlación Demanda Generación en la Transformación L en 2013.....	338
Figura A- 18: Correlación Demanda Generación en la Transformación L en 2014.....	338
Figura A- 19: Correlación Demanda Generación en la Transformación K en 2013.	339
Figura A- 20: Correlación Demanda Generación en la Transformación K en 2014.	339
Figura A- 21: Correlación Demanda Generación en la Transformación K1 en 2013.	340
Figura A- 22: Correlación Demanda Generación en la Transformación K1 en 2014.	340
Figura A- 23: Correlación Demanda Generación en la Transformación K2 en 2013.	341
Figura A- 24: Correlación Demanda Generación en la Transformación K2 en 2014.	341
Figura A- 25: Correlación Demanda Generación en la Transformación K3 en 2013.	342
Figura A- 26: Correlación Demanda Generación en la Transformación K3 en 2014.	342
Figura A- 27: Correlación Demanda Generación en la Transformación K4 en 2013.	343
Figura A- 28: Correlación Demanda Generación en la Transformación K4 en 2014.	343
Figura A- 29: Correlación Demanda Generación en la Transformación K5 en 2013.	344
Figura A- 30: Correlación Demanda Generación en la Transformación K5 en 2014.	344
Figura A- 31: Correlación Demanda Generación en la Transformación K6 en 2013.	345
Figura A- 32: Correlación Demanda Generación en la Transformación K6 en 2014.	345
Figura A- 33: Etapas de selección y tratamiento de los datos empleados en PSS®E.....	347
Figura A- 34: Detalle del módulo de tratamiento de datos para generar un fichero interpretable por PSS®E.	348
Figura A- 35: Flujograma de funcionamiento del algoritmo de reconfiguración de la red de distribución de media tensión.....	350
Figura A- 36: Detalle del módulo de tratamiento de datos "Cambia Areasnudos" empleado en PSS®E.	351
Figura A- 37: Esquema equivalente de una línea de media tensión.	381
Figura A- 38: Identificación de las instalaciones DER aguas debajo de la transformación K6.....	415
Figura A- 39: Detalle de la Figura A- 38.	416
Figura A- 40: Perfil horario de carga transformación A (2014).....	417

Figura A- 41: Perfil horario de carga transformación B (2014).....	418
Figura A- 42: Perfil horario de carga transformación D (2014).	418
Figura A- 43: Perfil horario de carga transformación F (2014).	419
Figura A- 44: Perfil horario de carga transformación G (2014).	419
Figura A- 45: Perfil horario de carga transformación I (2014).....	420
Figura A- 46: Perfil horario de carga transformación J (2014).....	420
Figura A- 47: Perfil horario de carga transformación K (2014).....	421
Figura A- 48: Perfil horario de carga transformación K1 (2014).....	421
Figura A- 49: Perfil horario de carga transformación K2 (2014).....	422
Figura A- 50: Perfil horario de carga transformación K3 (2014).....	422
Figura A- 51: Perfil horario de carga transformación K4 (2014).....	423
Figura A- 52: Perfil horario de carga transformación K5 (2014).....	423
Figura A- 53: Perfil horario de carga transformación K6 (2014).....	424
Figura A- 54: Perfil horario de carga transformación L (2014).	424
Figura A- 55: Perfil horario de carga transformación M (2014).	425
Figura A- 56: Perfil horario de carga transformación N (2014).	425
Figura A- 57: Perfil horario de carga transformación P (2014).....	426
Figura A- 58: Perfil horario de carga transformación P1 (2014).....	426
Figura A- 59: Perfil horario de carga transformación Q (2014).	427
Figura A- 60: Perfil horario de carga transformación R (2014).....	427
Figura A- 61: Esquema actual de conexión AT de la subestación K6.....	429
Figura A- 62: Esquema planificado de conexión AT de la subestación K6 (horizonte 2020).	429
Figura A- 63: Perfiles de tensión MAT y AT obtenidos en subsistema 4 (PF, OPF y OPF con Qgen).	433
Figura A- 64: Perfiles de carga en líneas MATy AT obtenidos en subsistema 4 (PF, OPF y OPF con Qen).	433
Figura A- 65: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 1).....	440
Figura A- 66: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 2).....	441

Figura A- 67: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 3).....	442
Figura A- 68: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 4).....	443
Figura A- 69: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 5).....	444
Figura A- 70: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 6).....	445
Figura A- 71: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 7).....	446
Figura A- 72: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Comparación escenarios).	447
Figura A- 73: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 1).....	449
Figura A- 74: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 2).....	450
Figura A- 75: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 3).....	451
Figura A- 76: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 4).....	452
Figura A- 77: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 5).....	453
Figura A- 78: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 6).....	454
Figura A- 79: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 7).....	455
Figura A- 80: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Comparación escenarios).	456

ABSTRACT

Nowadays one of the main challenges of the electricity distribution activity is to achieve a more efficient use of existing network access in an environment of increasing difficulty for the implementation of new infrastructures by means of a better manage its capacity as a system. Also making use of a greater display of distributed energy resources (DER) with potential capacity to provide ancillary to guarantee a safe operation of the electrical power system. This challenge has a high impact in the planning, development and operation of the current electric distribution network, as well as the conditions for access and connection to it.

The research area of this thesis is framed in the context of the planning and operation of the electric distribution network evolving into a smart grid and where the DER can bring their capacity or ancillary services to the security and stability of the system, within the context of European directives on the matter. This approach entails a more intensive use of the network capacity with an ICT technological support and the development of legal regulation. This regulation will facilitate the required DER technical and economic signals to integrate them into the electric power system and the electrical market by means of the provision of regulation services in the electric distribution network.

The scientific challenge addressed in this thesis is framed in the field of planning the electricity distribution grid, with the support of active distribution sytem management (ADSM). The proposed contribution offers a viable technical and operational solution for ADSM approach within the current context of smart grid deployment and regulatory development.

The result of this work is a planning methodology for advanced power distribution networks integrating distributed energy resources in the context of the smart grids deployment. This new methodology for network analysis and planning makes use of new elements for decision making regarding the technical solution and the best time to invest in distribution electric assets.

In addition new research and development topics have been identified to order to support decision making for all the involved grid agents regarding capital intensive facilities with long repayment periods in the frame a regulated activity or in competition.

As a consequence the main objectives of this thesis are:

- To incorporate proactively the real capabilities of distributed energy resources (DER) to the planning and operation of a electric distribution network.
- To reach a greater visibility of the distribution networks access points making use of the data available to select and process those who help building a renewed model for analyzing the behavior of the current distribution network, incorporating DER resources as a contribution to the planning process.
- To promote the efficient use of network capacity in medium voltage (grid assets in service, access conditions, etc.) trough operational orders, variable in time, and an appropriate risk management.

RESUMEN

En la actualidad, uno de los principales retos de la actividad de distribución eléctrica es lograr un uso más eficiente del acceso a la red existente, en un entorno de dificultad creciente para la implantación de nuevas infraestructuras, gestionando mejor su capacidad como sistema, a partir de una mayor visualización de los recursos energéticos distribuidos (DER), con capacidad potencial para aportar servicios en el ámbito de la seguridad en la explotación de dicho sistema. Esta realidad tiene claro alcance sobre la planificación, desarrollo y operación de la actual red de distribución, así como sobre las condiciones de acceso y conexión a la misma.

El ámbito de investigación de la presente tesis se enmarca en la perspectiva de la planificación y operación de la red de distribución, en evolución hacia una red inteligente, y en donde los DER pueden aportar su capacidad o servicios complementarios a la seguridad y estabilidad de la misma, dentro del contexto de la Directivas Europeas en la materia. Este enfoque conlleva un uso más intensivo de la capacidad de la red, con el necesario soporte tecnológico de las TIC y el desarrollo de la regulación en la materia, para establecer las oportunas señales técnicas y económicas en términos de requisitos operacionales de los DER hacia el sistema y el mercado, que viabilicen la adecuada provisión de sus servicios de regulación en el nivel de distribución eléctrica.

El reto científico que se aborda en la presente tesis se enmarca en el ámbito de la planificación de la red de distribución eléctrica, contando con el apoyo de la operación de redes avanzadas. La contribución propuesta ofrece una solución técnica y operativa viable para su enfoque y tratamiento, dentro del actual contexto de despliegue de redes inteligentes y de desarrollo regulatorio de la materia.

Con ello se estructura una metodología de planificación de sistemas avanzados de distribución de energía eléctrica que incorpora los recursos energéticos distribuidos en el contexto de despliegue de redes inteligentes. Esta metodología de análisis y planificación de red incorpora nuevos aspectos o elementos de decisión sobre la solución técnica y sobre el momento de invertir en activos de distribución eléctrica.

Así mismo, se identifican nuevas líneas de investigación, que permitan mejorar la toma de las decisiones de inversión, por parte de los agentes involucrados con actividad regulada o en libre competencia, sobre instalaciones intensivas en capital y con largo periodo de amortización.

En consecuencia, los principales objetivos de la investigación son los siguientes:

- Incorporar de forma proactiva a la planificación y operación de una red de distribución real las capacidades de los recursos energéticos distribuidos (DER, disponibles o propiciados).
- A partir de los datos disponibles que posibilitan una mayor visualización de los puntos de acceso a la red, seleccionar y tratar aquellos que permiten construir un modelo renovado de análisis del comportamiento de la red de distribución actual incorporando los recursos DER, como contribución al proceso de planificación de la misma.
- Propiciar el uso eficiente de la capacidad de red de distribución MT (activos de red en servicio, condiciones de acceso, etc.), a partir de consignas operativas de servicio, variables en el tiempo, y la prudente gestión del riesgo.

RESUM

Actualment, un dels principals reptes de l'activitat de distribució elèctrica és aconseguir l'ús més eficient de l'accés a les seues infraestructures existents, en un entorn de dificultat creixent per la implantació de les noves infraestructures, gestionant millor la seua capacitat com a sistema, a partir d'una major visualització dels recursos energètics distribuïts, amb capacitat potencial per aportar serveis en l'àmbit de la seguretat del sistema. Aquesta realitat té un abast clar sobre la planificació, desenvolupament i operació de l'actual xarxa de distribució, així com sobre les condicions d'accés i connexió a aquesta.

L'àmbit d'investigació de la present tesi s'emmarca en la perspectiva de la planificació i operació de les infraestructures de distribució elèctrica (xarxa de distribució), en l'evolució cap a una xarxa intel·ligent, on els DER (recursos energètics distribuïts) poden aportar la seua capacitat o serveis complementaris a la seguretat i estabilitat d'aquesta, dins del context de les Directives Europees en la matèria. La dita perspectiva comporta l'ús més intensiu de la capacitat de la xarxa, des d'un important suport tecnològic de les TIC, i el desenvolupament de la regulació jurídica, amb la finalitat d'afavorir els senyals tècnics i econòmics oportuns per establir els requisits operacionals dels DER cap al sistema i el mercat, que habiliten l'adequada provisió dels seus serveis de regulació al nivell de la distribució elèctrica.

El repte científic que s'aborda en la present tesi s'emmarca en l'àmbit de la planificació de la xarxa de distribució elèctrica, comptant amb el suport de l'operació de les xarxes avançades. La contribució de la proposta ofereix una solució tècnica operativa viable pel seu plantejament i tractament, dins l'actual context de desplegament de les xarxes intel·ligents i desenvolupament regulador en la matèria.

Amb açò s'estructura una metodologia de planificació de sistemes avançats de distribució d'energia elèctrica que incorpora els recursos energètics distribuïts en el context del desplegament de les xarxes intel·ligents. Aquesta metodologia d'anàlisi i planificació de la xarxa incorpora nous aspectes o elements de decisió sobre la solució tècnica i sobre el moment d'invertir en actius de distribució elèctrica.

Així mateix, s'identifiquen noves línies de recerca, que permeten millorar la presa de decisions d'inversió, per part dels agents involucrats en l'activitat regulada o en lliure competència, sobre instal·lacions intensives en capital i amb llarg períod d'amortització.

En conseqüència, els principals objectius de la investigació són els següents:

- Incorporació de manera proactiva a la planificació i operació d'una xarxa de distribució real les capacitats dels recursos energètics distribuïts (disponibles o propiciats).
- Partint de les dades disponibles que possibiliten una major visualització dels punts d'accés a la xarxa, seleccionar i tractar aquells que permeten construir un model renovat d'anàlisi del seu comportament actual incorporant els recursos DER, com a contribució al procés de planificació d'aquesta.
- Afavorir l'ús eficient de la capacitat de la xarxa de distribució MT (actius de xarxa en servei, condicions d'accés, etc.), partint de les consignes operatives de serveis, variables en el temps, i prudent gestió del risc.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN

El acceso a la energía eléctrica resulta imprescindible para el desarrollo económico de la sociedad y su progreso, determinando el nivel y la calidad de vida de sus individuos. En la actualidad, en los países desarrollados, con un suministro eléctrico de acceso universal, en condiciones de igualdad de trato, y de interés económico general, los desafíos del sector eléctrico se vinculan a la calidad, la seguridad, el coste y el impacto ambiental de este suministro, así como con la diversificación y autonomía energética de las fuentes primarias de su producción.

El carácter esencial de las actividades relacionadas con el abastecimiento de energía va unido a su calificación para el Derecho comunitario como servicios de interés económico general [1].

El compromiso de la sociedad de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera establece un decidido impulso a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de origen renovable. Existe amplio consenso sobre la necesidad de adoptar medidas en una doble dirección: en el ámbito de la demanda, a través de la mejora de la eficiencia en las aplicaciones; y en el ámbito de la oferta, fomentando opciones tecnológicas de generación eléctrica que permitan reducir su huella de carbono en el balance energético y, al mismo tiempo, su dependencia energética de los recursos fósiles.

Las empresas eléctricas del sector han sido tradicionalmente los principales actores para garantizar los servicios de generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad. En los países desarrollados, los tradicionales modelos centralizados de empresas verticalmente integradas, con intervención del Estado para garantizar un servicio esencial para la población, han sido sustituidos por modelos desregulados, que introducen reglas de mercado en determinadas actividades de la cadena de valor del suministro eléctrico, para propiciar la competencia y, con ello, alcanzar una mayor eficiencia en sus costes. Como consecuencia de ello, en el sector eléctrico se reformula el papel del Estado, de intervencionista a regulador [1], revisándose las funciones y responsabilidades de los distintos agentes del sistema eléctrico, para establecer el adecuado equilibrio entre el desarrollo del nuevo mercado eléctrico y la atención de un servicio esencial para la sociedad.

En el pasado reciente, el comportamiento esperado de los agentes en su acceso a la red de distribución resultaba previsible, al quedar vinculado a la producción de energía eléctrica, o bien, a su consumo. La cogeneración en los procesos industriales marcó un cambio de este paradigma, desplegando el concepto de generación distribuida (DG¹) a gran escala y, con ello, la necesaria evolución de los servicios y prestaciones técnicas de la red de distribución, hacia una red eléctrica inteligente, o *Smart grid*.

Una red eléctrica inteligente es una red de distribución eléctrica capaz de integrar de forma eficiente el comportamiento y las decisiones de los distintos agentes o usuarios de la misma y, con ello, de sus distintos equipos e instalaciones, preservando en todo momento la calidad y fiabilidad de su servicio, así como la sostenibilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

Desde esta perspectiva se identifica la evolución emprendida en la red clásica de distribución eléctrica pasiva, que interconecta la generación, o el transporte eléctrico, con puntos de suministro o consumo pasivos, con un comportamiento agregado predecible (modelos de demanda contrastados), hacia una realidad en la que la referida generación distribuida se incorpora en el mismo punto eléctrico donde antes sólo existía consumo. Como consecuencia, dichos puntos de suministro antes de acceso pasivo a

¹ DG: *Distributed Generation, Generación Distribuida*.

la red (consumo), en determinadas circunstancias, se convierten en puntos de acceso activos con capacidad para incorporar a la misma la producción eléctrica de la generación distribuida, o sus excedentes tras abastecer el autoconsumo asociado.

En este nuevo contexto, la actual capacidad de supervisión y/o gestión de los posibles flujos bidireccionales de energía en cada punto de conexión con la red resulta muy limitada, desde sistemas de control y protección concebidos para flujos unidireccionales.

Por otra parte, la progresiva incorporación a la red de distribución eléctrica de la generación distribuida de origen renovable no gestionable conlleva un potencial deterioro de la calidad y seguridad de servicio de dicha red, debido a la complejidad que introduce la volatilidad de esta producción sobre la planificación y operación de la misma, junto con la dificultad de predecir y monitorizar su comportamiento [2].

La regulación eléctrica salvaguarda la calidad y seguridad (fiabilidad) exigibles al abastecimiento del consumo a través de las redes eléctricas, estableciendo los criterios de acceso y conexión a las mismas tanto para el consumo como para la generación distribuida de energía eléctrica, y el autoconsumo.

En la actualidad, uno de los principales retos de la actividad de distribución eléctrica es lograr un uso más eficiente del acceso a la red existente, en un entorno de dificultad creciente para la implantación de nuevas infraestructuras, gestionando mejor su capacidad como sistema, a partir de una mayor visualización de los recursos energéticos distribuidos, con capacidad potencial para aportar servicios en el ámbito de la seguridad en la explotación de dicho sistema. Esta realidad tiene claro alcance sobre la **planificación, desarrollo y operación de la actual red de distribución**, así como sobre las **condiciones de acceso y conexión a la misma**.

La falta de predicibilidad de la producción eléctrica a partir de fuentes renovables no gestionables limita la capacidad de entrega de sus posibles servicios a la red a la que se conecta con condición firme de acceso. En un **entorno de Smart grid**, esta limitación estructural puede encontrar condiciones de interés mutuo (agente usuario y agente distribuidor) a través de potenciales nuevos servicios a la red, y/o desde la red, entendida y gestionada como sistema.

Ello requiere un adecuado soporte tecnológico y el necesario desarrollo del marco jurídico que regula la actividad de distribución eléctrica. Los avances tecnológicos, junto con el soporte de las tecnologías de la información y comunicaciones (TIC), permiten hacer realidad los **recursos energéticos distribuidos** en la red, DER² (generación y almacenamiento energético distribuidos, gestión de la demanda y su capacidad de respuesta). El desarrollo del **marco jurídico** debe establecer las condiciones de estabilidad y certidumbre para acometer las correspondientes inversiones en tecnología de red y en el ámbito de las instalaciones particulares de sus usuarios. Su resultado reportará positivos retornos para la sociedad en su conjunto, al favorecer la progresiva sustitución de energías dependientes convencionales por energías de origen renovable, mejorando la eficiencia energética global del sistema eléctrico y, en particular, de las decisiones energéticas de cada usuario de la red.

En este ámbito, las experiencias más destacadas en Europa de operación real en redes de distribución centran su esfuerzo en la administración la generación distribuida, gestionable o no gestionable. Desde una operación de red orientada a maximizar la capacidad de evacuación de la producción DG sobre la misma, se coordinan acciones en tiempo real para preservar sus márgenes operativos. Estas experiencias piloto y sus servicios complementarios asociados cuentan con el apoyo y seguimiento del organismo regulador correspondiente.

² DER: *Distributed Energy Resources, Recursos Energéticos Distribuidos*.

El ámbito de investigación de la presente tesis se enmarca en la perspectiva de la planificación y operación de la red de distribución, en evolución hacia una red inteligente, y en donde los DER pueden aportar su capacidad o servicios complementarios a la seguridad y estabilidad de la misma, dentro del contexto de la Directivas Europeas en la materia. Este enfoque conlleva un uso más intensivo de la capacidad de la red, desde un importante **soporte tecnológico de las TIC**, y el **desarrollo de la regulación jurídica**, con el fin de propiciar las oportunas señales técnicas y económicas para establecer los requisitos operacionales de los DER hacia el sistema y el mercado, que viabilicen la adecuada provisión de sus servicios de regulación en el nivel de distribución eléctrica.

Esta perspectiva conlleva, a su vez, la **evolución de las condiciones de acceso a la red** por parte de los usuarios de la misma, en particular de los DER, hacia una mayor flexibilidad que permita aflorar determinadas capacidades potenciales para aportar los servicios de regulación referidos. Este enfoque permite al operador del sistema de distribución (DSO³) mejorar sus procesos tradicionales de operación y planificación de red, a la par que propicia la mejora de decisiones técnicas y económicas de inversión en la misma contribuyendo, además, a la eficiencia de los costes del sistema eléctrico.

Al promotor de recursos DER también permite mejorar sus decisiones técnicas y financieras, con alcance sobre la solución técnica de conexión a la red, la flexibilidad de su acceso, así como sobre las características técnicas de sus instalaciones particulares para ofrecer, en su caso, determinados servicios complementarios.

Esta perspectiva, junto con la potencial participación activa en el uso eficiente de la red desde el ámbito de la demanda, favorecerá la emisión de las oportunas señales que permitan a los usuarios o agentes del sistema eléctrico alinear y optimizar sus decisiones energéticas de forma eficaz, económica y sostenible y, a su vez, para el conjunto del sistema eléctrico, para la sociedad y su progreso.

1.2 OBJETIVOS

El reto científico que se aborda en la presente tesis se enmarca en el ámbito de la planificación de la red de distribución eléctrica, contando con el apoyo de la operación de redes avanzadas (active distribution system management, ADSM). Desde el estado del arte de la situación referida en el apartado anterior, en particular en el marco de la Directivas Europeas en la materia, la contribución propuesta ofrece una solución técnica y operativa viable para su enfoque y tratamiento, dentro del actual contexto de despliegue de redes inteligentes y de desarrollo regulatorio de la materia.

Con ello se estructura una metodología de planificación de sistemas avanzados de distribución de energía eléctrica que incorpora los recursos energéticos distribuidos en el contexto de despliegue de redes inteligentes. Esta metodología de análisis y planificación de red incorpora nuevos aspectos o elementos de decisión sobre la solución técnica y sobre el momento de acometer la inversión en activos de distribución eléctrica.

Así mismo, se identifican nuevas líneas de investigación, que permitan mejorar la toma de las decisiones prudenciales de inversión, por parte de los agentes involucrados con actividad regulada o en libre competencia, sobre instalaciones intensivas en capital y con largos periodos de amortización.

En consecuencia, los principales objetivos de la investigación son los siguientes:

- Incorporar de forma proactiva a la planificación y operación de una red de distribución real las capacidades de los recursos energéticos distribuidos (DER, disponibles o propiciados).

³ DSO: *Distribution System Operator, Operador de la Red de Distribución.*

- A partir de los datos disponibles que posibilitan una mayor visualización de los puntos de acceso a la red, seleccionar y tratar aquellos que permiten construir un modelo renovado de análisis del comportamiento de la red de distribución actual incorporando los recursos DER, como contribución al proceso de planificación de la misma.
- Propiciar el uso eficiente de la capacidad de red de distribución MT (activos de red en servicio, condiciones de acceso...), a partir de consignas operativas de servicio, variables en el tiempo, y la prudente gestión del riesgo.

1.3 CRITERIOS Y METODOLOGÍA

El estudio y resolución de determinados temas concretos, de origen técnico y regulatorio, que se analizan en el área de operación y planificación de red de distribución eléctrica en este ámbito, por su originalidad e interés, ofrecen la sinergia necesaria para formular una tesis doctoral, desde el rigor científico, la formación especializada y la experiencia profesional.

Ello con la salvaguarda por parte de su autor en el desarrollo de la misma y en la exposición de sus criterios, de no estar representando a la empresa en la que presta sus servicios profesionales y, en consecuencia, no siendo necesario reflejo de los criterios, normas o procesos de la misma, que sólo facilita los datos base y sistemas informáticos para su tratamiento empírico con una finalidad exclusivamente académica y científica de la materia. Tratamiento que se realiza de forma descontextualizada para preservar la confidencialidad de los datos, y cuyo análisis y conclusiones son pues de naturaleza personal de su autor, y no vinculan en absoluto a las que la empresa referida pueda mantener al respecto en la materia, y sin perjuicio de la titularidad de la misma sobre los derechos de su uso y explotación, si procede, en la mejora de sus procesos o actividades.

En el desarrollo y redacción de sus capítulos, junto con destacables referencias bibliográficas, el autor incorpora reflexiones y descripciones fruto de su conocimiento del sector eléctrico y de su experiencia profesional, en España y en Latinoamérica. Desde la aplicación del método científico, además, agrega consideraciones personales con el fin de destacar lo que a su juicio resulta especialmente relevante o trascendente de cara al futuro.

Esta contribución es consecuencia de la búsqueda de la correcta integración, a gran escala, en el nivel de distribución de un sistema eléctrico existente, de la producción eléctrica de origen renovable, desde una planificación de red más eficiente y cuidadosa de dicha integración. Todo ello en el contexto de evolución hacia un modelo de red inteligente, en el que parte de la energía eléctrica se genera en unidades descentralizadas, dispersas en la red y próximas a los centros de consumo, como generación distribuida. Esta producción dispersa junto a la gestión activa de la demanda y el almacenamiento energético distribuido enmarcan los recursos energéticos distribuidos conectados en la red, actuales, potenciales y futuros, con la progresiva y necesaria integración flexible en su acceso a la misma y, como consecuencia, a su planificación y operación.

El modelo de planificación propuesto se estructura en tres etapas:

- Establecer el caso base que identifica las condiciones más desfavorables de funcionamiento de la red existente, estimadas mediante la utilización de registros históricos masivos.
- Planificar las necesidades, recursos y alternativas al desarrollo de la red.
- Evaluar los aspectos técnico-económicos en base a la nueva regulación en España, modelo de vanguardia a nivel internacional, en el contexto de desarrollo que establece el marco de las Directivas Europeas aplicables en la materia.

A través de esta metodología se construye un modelo abierto de análisis y planificación de sistemas eléctricos, que en su parametrización incorpora las capacidades de los recursos DER junto con las señales económicas que establece la regulación en materia de distribución eléctrica, con el objetivo de apoyar la toma de decisiones sobre la necesidad y el momento de acometer las inversiones de desarrollo y/o refuerzo en la red de distribución eléctrica.

El análisis de sistemas eléctricos de gran extensión trata de acotar el ámbito de estudio sin perder la perspectiva de sus ámbitos de influencia. La visión desde un alcance agregado como sistema puede encubrir situaciones de funcionamiento zonal o local del mismo no deseable, que deben ser identificadas e incorporadas en el proceso de planificación y desarrollo de red.

La aplicación práctica de la metodología establecida en la tesis se ha comprobado sobre una red de distribución de energía eléctrica existente, correspondiente a una zona de distribución eléctrica en España que abastece unos 450.000 puntos de suministro sobre una extensión geográfica de 5.000 km², con 99 nudos en Alta Tensión y más de 12.000 nudos en Media Tensión. El tratamiento de los datos (instalaciones y medidas) se ha realizado de forma descontextualizada con el fin de preservar la confidencialidad de la información sensible de la red y sus usuarios.

Para los análisis realizados se ha empleado el paquete de programas PSS[®]E de simulación de sistemas eléctricos de potencia, habiendo sido necesario complementarlo con diversos desarrollos de rutinas en Phyton, con el objetivo de poder aplicar la metodología propuesta y lograr afrontar de forma efectiva el importante número de simulaciones necesarias, junto con la gestión de los datos tratados y generados.

1.4 ESTRUCTURA DE LA TESIS

El trabajo de investigación se estructura a través de once capítulos y seis anexos.

La evolución en la ordenación del sector eléctrico, tanto en España como en otros países del mundo, abordando sus principios normativos y técnicos, su proceso de desregulación para introducir la competencia y desplegar un mercado eléctrico, junto con sus perspectivas de cara al futuro se trata en el **Capítulo 2**. Ello permite situar las actividades reguladas de transporte y distribución eléctrica en el proceso del suministro de un bien esencial y de interés económico general, desde la oferta a la demanda. La regulación de dichas actividades del sistema eléctrico establece la remuneración que cada empresa de actividad regulada recibe por el ejercicio de las mismas.

En este sentido, se presenta una breve reseña de las principales metodologías para establecer la retribución de la distribución en los países desarrollados de un entorno similar al español. Al evaluar y ponderar los aspectos económico – regulatorios del modelo presentado en la tesis, se adoptan determinados conceptos del marco regulatorio en España por su visión vanguardista, que se sitúa en el contexto regulatorio en desarrollo de las Directivas Europeas aplicables.

En el **Capítulo 3** se analiza la función estratégica del sistema eléctrico para la cobertura de la demanda de energía, que incorpora los requisitos de protección del medio ambiente, de sostenibilidad del propio sistema y de seguridad de abastecimiento, con el nivel necesario de eficiencia para afrontar los retos de competitividad a los que se enfrenta el actual modelo energético.

Los efectos de la integración de las fuentes intermitentes de energía renovable sobre el mercado eléctrico, sobre las redes eléctricas y, como consecuencia, sobre la sostenibilidad del sistema eléctrico, son analizados en el **Capítulo 4**.

Desde el soporte tecnológico impulsado por la eficiencia en costes que acompaña al despliegue de la red inteligente, o *smart grid*, en el **Capítulo 5** se analizan los alcances de este concepto sobre las condiciones de funcionamiento de la red de distribución eléctrica y de decisión de sus actuales y futuros usuarios.

El estado del arte en relación a los distintos métodos y herramientas de cálculo y apoyo para la planificación de sistemas eléctricos avanzados se ofrece en el **Capítulo 6**.

Desde las obligaciones y responsabilidades del gestor de la red de distribución (DNO⁴), en el **Capítulo 7** se examina la evolución hacia el concepto de operador del sistema de distribución eléctrica (distribution system operator, DSO) que se está produciendo en entornos desregulados.

En este contexto se identifican los potenciales servicios de regulación en el nivel de distribución eléctrica, que pueden llegar a ser aportados por los DER, desde las pautas o consignas apropiadas que podría ofrecer el DSO, como servicios del sistema de distribución (DSS⁵). Este potencial punto de encuentro, de interés común para el promotor DER y para el DSO, establece el ámbito de investigación de la presente tesis, en el marco de las Directivas Europeas aplicables para integrar los recursos DER en la planificación de red, junto con el impulso decidido al despliegue de las redes inteligentes.

Al hilo de las conclusiones de los Capítulos 5, 6 y 7 se pone de manifiesto la ineludible evolución, desde el actual enfoque de la operación y planificación de una red de distribución pasiva, hacia un sistema avanzado de distribución (ADSM⁶), que propicia el soporte tecnológico y regulatorio para el progresivo despliegue antes referido.

En el contexto de la investigación realizada, en el **Capítulo 8** se identifican los fundamentos y consideraciones acerca del modelo propuesto de planificación de redes de distribución eléctrica, junto con las simulaciones básicas realizadas para establecer las bases de resolución de los objetivos de investigación planteados.

En el **Capítulo 9** se describe el modelo de planificación propuesto y su parametrización, desde la estrategia de la planificación de red que incorpora los recursos DER, en un entorno de creciente “visibilidad” de los puntos de conexión de los usuarios de la misma, dentro del desarrollo del concepto de red inteligente. Ofrece un tratamiento de las series históricas de datos de medidas y estados con el fin de identificar los escenarios críticos de funcionamiento de la red, o suficientemente próximos, como parte de la gestión del riesgo en las operaciones del distribuidor en el proceso de planificación de la misma.

El contenido del **Capítulo 10** ofrece la comprobación del modelo propuesto y el análisis de sus resultados sobre la realidad de una red de distribución eléctrica existente, que abastece una amplia extensión territorial con distintos niveles de tensión, tipos de consumo y de generación.

La secuencia de las conclusiones en cada capítulo y la valoración de dichos resultados permiten establecer las conclusiones del trabajo que se recogen en el **Capítulo 11**. A partir de las mismas, se enuncian las líneas futuras de investigación identificadas.

En el Anexo A se incluyen los datos del sistema base que la permitido establecer los fundamentos del modelo y su tratamiento numérico.

⁴ DNO: *Distribution Network Operator, Operador de la Red de Distribución.*

⁵ DSS: *Distribution System Services, Servicios de la Red de Distribución.*

⁶ ADSM: *Active Distribution System Management, Sistema Avanzado de Distribución.*

En el Anexo B se incluyen los correspondientes a la red existente de distribución de referencia sobre la que se comprueba el modelo de planificación propuesto. El tratamiento numérico de estos datos se contiene en el Anexo C.

Por último, los Anexos D, E y F recogen el detalle del análisis y valoración de los resultados obtenidos en las tres etapas de la de planificación del modelo referido, cuyo extracto se incorpora en el Capítulo 10.

CAPÍTULO 2: EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1 INTRODUCCIÓN

“El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía. El desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas determinan la evolución de otros sectores de la industria. Por otra parte, el transporte y la distribución de electricidad constituyen un monopolio natural: se trata de una actividad intensiva en capital, que requiere conexiones directas con los consumidores, cuya demanda de un producto no almacenable –como energía eléctrica- varía en períodos relativamente cortos de tiempo. Además, la imposibilidad de almacenar electricidad requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente una coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte de energía eléctrica. Todas estas características técnicas y económicas hacen del sector eléctrico un sector necesariamente regulado.”

(De la Exposición de motivos de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, Regula el sector eléctrico en España. BOE núm. 285, de 28 de noviembre).

“El suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general, pues la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia. La ordenación de ese servicio distingue actividades realizadas en régimen de monopolio natural y otras en régimen de mercado.

La aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector mediante la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

Así, se procedió a la desintegración vertical de las distintas actividades, segregando las actividades en régimen de monopolio natural, transporte y distribución, de aquéllas que se desarrollan en régimen de libre competencia, generación y comercialización. La retribución de la actividad de producción se basó en la organización de un mercado mayorista, abandonando el principio de reconocimiento de costes. En el caso de las redes, se estableció el principio de acceso de terceros a las redes, y su régimen retributivo continuaría siendo fijado administrativamente, en función de los costes de la actividad...

...La presente Ley tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna...

(Del Preámbulo de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE núm. 310, de 27 de diciembre).

En la cadena de valor del suministro eléctrico, el transporte y la distribución constituyen la entrega física: el contacto directo con la instalación receptora del Cliente, posibilitando las aplicaciones de la electricidad, razón última del mismo. Estas actividades proporcionan el acceso a un suministro, ya tan cotidiano en las sociedades avanzadas, que sólo se valora cuando no se da. Con una capacidad de

producción de energía eléctrica estable y suficiente (oferta firme disponible), alcanzar este nivel de percepción sobre la fiabilidad y calidad del suministro (*comodity*) requiere un importante nivel de despliegue de infraestructuras, o redes eléctricas, sobre el territorio.

Redes que incorporan una tecnología avanzada, tanto en sus componentes materiales como en sus sistemas técnicos de soporte. Además, la pericia del equipo humano responsable de su operación y mantenimiento resulta clave para asegurar el correcto funcionamiento y servicio de las mismas.

Los elementos físicos, o activos materiales eléctricos, más fácilmente identificables del transporte y distribución de energía eléctrica son las líneas eléctricas, el tendido de sus cables, los apoyos, las subestaciones, los centros de transformación y los contadores. La característica común de todos estos elementos es su ubicación física dispersa en el territorio, lo que va a determinar las especificaciones técnicas para su gestión operativa.

Sobre estos activos materiales dispersos geográficamente se actúa por control remoto (a distancia), o en presencia, al realizar operaciones locales o de mantenimiento. Esta realidad obliga a la dispersión geográfica del equipo humano que operan y mantienen dichos activos para alcanzar la esencial continuidad del suministro al cliente final. Además de su intervención técnica, este equipo humano debe dar puntual respuesta al conjunto de actividades y relaciones con los clientes, usuarios finales, prescriptores (relaciones de carácter técnico, comercial, urbanístico, fiscal, etc.). Agentes que interactúan sobre el sistema eléctrico, así como con los organismos oficiales competentes en la materia.

En consecuencia, sobre el factor humano y la componente técnica de estas actividades, la distancia en el territorio marca su “seña de identidad”. Esta característica, unida al concepto de suministro esencial y universal, y la exigencia de implantación de redes al menor coste posible, consolida un monopolio geográfico natural de hecho. Por ello, la optimización del binomio calidad-coste hace que estas actividades resulten intensamente reguladas.

2.2 CADENA DE VALOR DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

En una industria eléctrica verticalmente integrada, las funciones o actividades básicas son la generación, el transporte y la distribución, que incluye la venta de electricidad. La actividad de generación contribuye, en general, en una proporción dos tercios, aproximadamente, a la formación del coste del producto final. Esta afirmación general en cada supuesto y país se puede trasladar con las debidas cautelas, y permite ilustrar el impacto económico del coste de la producción de energía eléctrica en la cadena del suministro de la electricidad.



Figura.2-1: Actividades básicas del sector eléctrico liberalizado.

Fuente: Elaboración propia.

En los modelos que, a través de la separación de actividades, introducen la libre competencia del mercado (sector eléctrico liberalizado), son cuatro las actividades esenciales o negocios que constituyen la cadena de valor del suministro eléctrico: la generación, el transporte, la distribución y la comercialización.

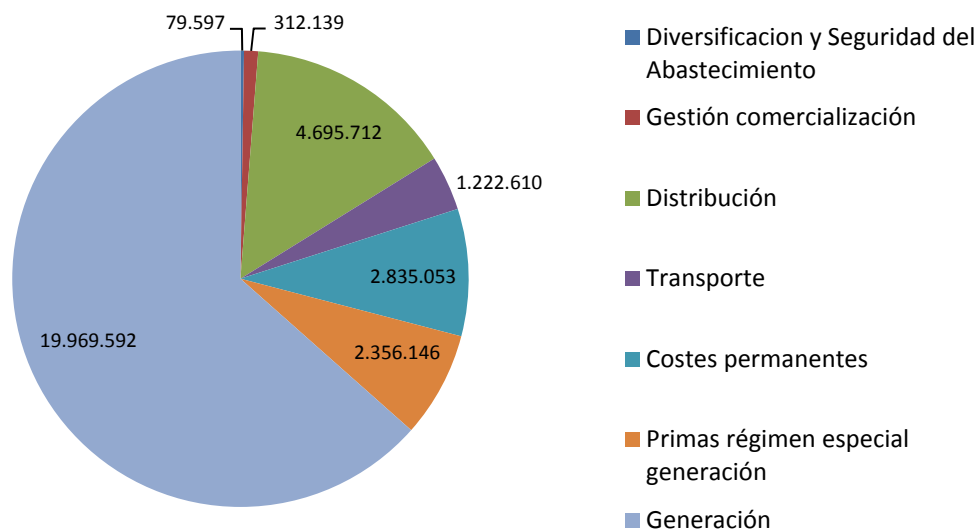


Figura 2-2: Estructura de costes por origen de actividad en el sistema eléctrico español 2012⁷ (k€).

Fuente: Elaboración propia a partir de información de la CNE de 2012 (www.cne.es)

En torno a estas cuatro actividades esenciales se configura el sector eléctrico en todo el mundo. En cada país se establece un marco jurídico regulatorio, con actividades abiertas a la competencia, en mayor o menor medida, que configura, a su vez, el marco relacional entre sus agentes a través del mercado mayorista (generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores, traders, grandes usuarios, etc.), el organismo regulador de las actividades o funciones sometidas a regulación y la Administración del Estado [3].

2.2.1 Generación

La generación es la actividad de producir la energía eléctrica. La energía eléctrica se obtiene a partir de distintas fuentes de energía primaria, con distintos factores que determinan su estructura de costes de producción (además de los económicos –CAPEX⁸ y OPEX⁹-, los medioambientales y sociales –como externalidades negativas-). Atendiendo a las fuentes de energía primaria, se puede obtener energía eléctrica a partir de energía hidráulica, nuclear, solar directa (fotovoltaica, térmica), solar indirecta (marina, eólica, biomasa), geotérmica, mareomotriz o a partir de combustibles fósiles en estado sólido (carbón), líquido (petróleo) o gaseoso (gas natural). Las dos características principales de una central de generación son: su potencia, en Megavatios (MW), que corresponde a la cantidad de energía (en MWh) que puede producir en una hora a pleno rendimiento; y, por otra parte, su flexibilidad o capacidad de

⁷ A efectos de la valoración general realizada sobre la responsabilidad de los costes de las actividades básicas que constituyen el suministro eléctrico, se ha supuesto para el caso español que el concepto de costes de generación incluye: la Diversificación y Seguridad de abastecimiento, los Costes permanentes y las Primas régimen especial de generación.

⁸ CAPEX: CAPital EXpenditures, inversiones en bienes capitales.

⁹ OPEX: OPerating EXpense, gastos de funcionamiento u operacionales.

respuesta ante cambios de carga eléctrica, incluyendo en la misma las condiciones de arranque y parada.

La **flexibilidad** es una característica propia de cada tecnología de producción eléctrica. Hay tecnologías que ofrecen poca flexibilidad, como por ejemplo la eólica o la solar fotovoltaica, que producen en función de la disponibilidad del recurso renovable y de forma independiente respecto a la demanda. En este aspecto también se podría considerar poco o nada flexible la producción de origen nuclear. Por el contrario, hay otras tecnologías de producción eléctrica que son muy flexibles, por ejemplo la hidráulica regulable o bombeo, las turbinas de gas y los ciclos combinados. Por tanto, para que el sistema tenga la flexibilidad requerida es necesario que se disponga de una proporción adecuada de tecnologías flexibles en el conjunto global de recursos de producción de energía eléctrica (mix de generación) [4].

La **no disponibilidad** para el sistema de una unidad de generación viene determinada por diversos motivos, entre los que son especialmente relevantes aquellos que resultan menos previsibles. Estos motivos de no disponibilidad (indisponibilidad) se pueden agrupar en tres ámbitos:

- Intrínsecos al propio funcionamiento de la unidad, es decir el fallo imprevisto o avería.
- Derivados de restricciones en el suministro de energía primaria: logística de los aprovisionamientos, cuestiones geopolíticas, o bien, por condiciones naturales (por ejemplo la indisponibilidad del viento o del sol, fuentes discontinuas por naturaleza).
- Consecuencia de restricciones en las redes para evacuar la energía producida hacia los puntos de consumo.

Por su impacto creciente sobre las redes eléctricas de transporte y distribución, dentro de esta actividad hay que destacar la **generación distribuida**, o generación dispersa, como concepto de producción eléctrica basado en la utilización de pequeñas unidades de generación conectadas a la red de distribución y ubicadas en la proximidad de los puntos en los que se va a consumir la electricidad, reduciendo así las pérdidas del suministro. El nivel de la tensión de red a la que se conectan suele ser el correspondiente al de la red de distribución eléctrica. Las tecnologías DG utilizadas son modulares y se basan en energías renovables (eólica, solar, minihidráulica, biomasa, etc.), sistemas de cogeneración, turbinas de gas y pilas de combustible.

2.2.2 Transporte

Transporte, o transmisión, es la actividad que permite el envío o traslado de la electricidad desde los centros de producción a los puntos de entrega o conexión con las redes de distribución, que a su vez la entregan al consumidor final.

Al circular la corriente eléctrica se producen unas pérdidas energéticas directamente proporcionales al cuadrado de la intensidad de la energía transportada, que se disipan en forma de calor. Es por ello que para transportar la energía eléctrica se eleva el voltaje, para una potencia dada, y se reduce así su intensidad y, con ello, tanto las pérdidas asociadas como la caída de tensión relativa. Por ello, el transporte eléctrico se realiza por medio de líneas de alta y muy alta tensión – AT y MAT - (220 y 400 kilovoltios –kV- en España), y no suele incluir la transformación al nivel de tensión de distribución.

Estas características físicas señaladas convierten a la actividad de transporte en **elemento vertebrador** del sistema eléctrico respecto de la actividad de generación. Simultáneamente al traslado físico de la electricidad desde los centros de producción a los de consumo, el transporte contribuye en cada momento al imprescindible sincronismo entre oferta y demanda. Desde la operación del sistema de transporte, se procurará minimizar los costes del suministro continuamente, a partir de la generación

ofertada y las pérdidas del conjunto del sistema, manteniendo la seguridad establecida de forma reglamentaria para el mismo.

Generación y transporte se diseñan para producir y transmitir la electricidad a una determinada frecuencia (50 ó 60 Hz, según países). Esto requiere adecuar la oferta con la demanda, y se materializa con la previsión del despacho horario e intradiario de las máquinas o centrales de generación efectivamente disponibles o despachables (oferta firme de producción) para entrar en producción, con la tolerancia que prevé la propia regulación en la materia y permite cada tecnología (flexibilidad) y potencia de cada central de generación (reserva fría o rodante). Para ello, es necesario elaborar la adecuada previsión de demanda, y asegurar el cumplimiento de las restricciones técnicas, en base a las características de la propia de la red, las indisponibilidades programadas y el margen para las eventuales indisponibilidades forzosas (averías), la meteorología y la época del año, junto con la programación de la entrega de los servicios complementarios necesarios para la estabilidad y seguridad del sistema.

Si suministro y demanda no están sincronizados, la frecuencia de la energía eléctrica puede oscilar o fluctuar. Estas oscilaciones están muy delimitadas y vigiladas para proteger los equipos de generación, de la red de transporte y distribución, así como instalaciones receptoras de cada uno de los usuarios o clientes finales.

Para mantener de forma permanente el equilibrio generación-consumo, y disponer de unos niveles adecuados de seguridad de suministro o **fiabilidad del sistema**, es necesario que el sistema en su conjunto disponga de un nivel de firmeza adecuado. La **firmeza del sistema** se mide comparando la máxima demanda de consumo probable (punta de demanda) con la suma de la mínima disponibilidad probable de cada una de las unidades de generación del sistema. Si con la mínima disponibilidad probable total se cubre al menos el 95% de la máxima demanda probable se considera que el sistema tiene una firmeza o seguridad de suministro (fiabilidad) adecuada.

Cada unidad de generación aporta una determinada “firmeza” al sistema, es decir, una capacidad de producción mínima probable que contribuye a cubrir la máxima demanda probable. En este aspecto las posibles restricciones de la red son uno de los factores que influirán en la disponibilidad efectiva para el sistema de una determinada unidad de generación.

El cumplimiento de este equilibrio es realizado por la generación, vertebrada a través de la red de transporte. Esto requiere disponer de unas determinadas **reservas de potencia**, tanto para subir como para bajar la entrega de energía, en cuantía tal que permita adaptar los niveles de generación a los nuevos valores que se necesiten para restablecer el equilibrio generación-consumo. Además de esta reserva, es necesario disponer del equipamiento técnico adecuado para el control en tiempo real de la generación, y poder así movilizar dichas reservas, según la necesidad del sistema en cada momento (regulación secundaria y terciaria).

Si el binomio generación – transporte no puede absorber oscilaciones no previstas en la carga del sistema es necesario proceder a desacoplar los elementos necesarios del mismo, de forma ordenada y sucesiva, hasta estabilizar de nuevo el conjunto del sistema eléctrico. En estas condiciones, se activaría el sistema de desconexión automática de carga (“deslastres”), que a su vez, en función del tipo de oscilación, duración y coordinación establecida de las protecciones, podría dar lugar a la desconexión o desacoplo individualizado de centrales de generación al actuar sus propios sistemas de protección (regulación terciaria). La mayor dificultad estriba en que muchas plantas de generación cuando se desacoplan de la red, su sincronización no es automática ni instantánea.

Este proceso, descrito de forma muy simplificada, asigna a la red de transporte la responsabilidad sobre la seguridad y fiabilidad del abastecimiento procurando no transmitir a la demanda cualquier fallo de

una unidad de transporte o de generación, ni transmitir a la generación oscilaciones no previstas (por encima de la reserva rodante establecida) en la evolución de la demanda.

Por todo lo anterior, la red de transporte suele ser de carácter nacional y su operación, mantenimiento, planificación y desarrollo se realiza con carácter centralizado y regulado (Operador/Gestor del Sistema de transporte eléctrico), lo que facilita la adecuada comunicación con el Mercado Mayorista (ver Relación entre Agentes, más adelante), favoreciendo así la emisión de las oportunas señales económicas, para propiciar el desarrollo de este sistema y la adecuada ubicación de las nuevas plantas de generación, en relación con el emplazamiento de los centros de consumo y con las características propias de la red.

2.2.3 Distribución

La red de distribución es el enlace entre la recepción de la electricidad, en la interconexión con la red de transporte (AT y MAT), y la **entrega física** del suministro en las instalaciones receptoras de los clientes residenciales, comerciales o industriales.

Esta entrega se realiza a través de redes o infraestructuras de distribución eléctrica de alta (AT), media (MT) y baja tensión (BT), que incluyen subestaciones transformadoras (AT/MT, o MAT/MT), líneas eléctricas AT (o de subtransmisión) o MT, transformadores de distribución MT/BT, centros de reparto MT, líneas eléctricas BT, equipos de medida eléctrica (contadores y transformadores de medida) y elementos de protección y maniobra.

Esta infraestructura eléctrica se vincula estrechamente a la demanda, a los centros de consumo en el territorio. Tiene en común con el transporte, a escala local, la responsabilidad sobre la seguridad y fiabilidad del sistema, procurando no transmitir “aguas arriba” oscilaciones no previstas en la evolución de la demanda, y orientando las funciones esenciales de planificación, desarrollo, operación y mantenimiento de la red para atender el suministro eléctrico al mercado en su área geográfica de influencia (zona eléctrica de distribución), en condiciones de calidad, seguridad y al mínimo coste.

Esta realidad de dispersión del mercado a atender, con un servicio esencial (o público, en su caso) y universal sobre el territorio, marcó el origen de las empresas integradas verticalmente, para abastecer la demanda eléctrica en régimen de monopolio natural, con sus grupos de generación acoplados a sus redes de transporte y distribución (mercado cautivo o adscrito a la generación eléctrica).

No obstante, en los modelos regulatorios en entornos liberalizados con separación de actividades, las características particulares de la demanda eléctrica en el territorio mantienen la actividad de distribución eléctrica bajo el concepto de monopolio natural geográfico. Se establece una **red única** eficiente, al mínimo coste, para una calidad de suministro regulada por reglamento (incentivos, penalizaciones, características, topología red y sus condiciones de fallo o contingencia n-1, etc.), y evita la concurrencia en la oferta de red (duplicidad), que supone un mayor coste para el sistema, que termina pagando el usuario final.

De este modo se establece el **derecho de uso de la red** por parte de los agentes en condiciones no discriminatorias, a través de un peaje regulado que no debe resultar relevante en la formación del precio de la energía eléctrica al cliente final en un mercado abierto a la competencia.

Estos modelos establecen las condiciones no discriminatorias de acceso de terceros a la red (tarifa máxima y no discriminatoria), así como los niveles de calidad del suministro exigible y la obligación de su extensión, como servicio universal, en concurrencia con la ordenación del territorio (legislación urbanística).

La actividad de distribución eléctrica, a su vez incorpora la compleja realidad de las relaciones de carácter técnico, comercial, jurídico, fiscal y social con: clientes, a tarifa (bien directamente, o a través del Comercializador, según el sistema regulatorio aplicable) o con precio libre (con tarifa de acceso a la red); sus prescriptores; promotores urbanísticos; comercializadores, transportistas, con el mercado mayorista, así como con los organismos competentes (local, regional o estatal) en la materia (calidad, acceso, autorización e implantación instalaciones...). Esta característica de **proximidad al territorio**, a lo local, al usuario final marca la principal diferencia con el transporte eléctrico.

Tanto las redes de transporte como de distribución aportan firmeza al sistema, y con ello seguridad al suministro eléctrico (fiabilidad). Por una parte, son el elemento físico de transmisión de la electricidad desde la generación hasta el consumo. Por otra parte, su indisponibilidad (por avería, mantenimiento programado, o restricciones por diseño u operativas, o simplemente por el retraso de su puesta en servicio sobre lo planificado) puede condicionar la disponibilidad efectiva o firme para el sistema de las unidades de generación afectadas.

Desde la condición previa de existencia de generación, la solución a estas posibles restricciones para evacuar la energía producida hacia los puntos de consumo requiere de las adecuadas señales económicas, para la ubicación de las unidades de generación, así como para la implantación a tiempo y eficiente de las redes necesarias.

2.2.4 Comercialización

Esta actividad se desarrolla a través de empresas comercializadoras y consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación, y sin participar en la generación, transporte, distribución y consumo.

Las comercializadoras realizan la venta de esta energía a los consumidores cualificados por la regulación para poder elegir suministrador de energía eléctrica. Estos consumidores cualificados, a veces grandes usuarios, en función del grado de apertura del mercado, tienen el derecho de acceder a las redes de transporte y distribución en condiciones establecidas por regulación (no discriminatorias), así como actuar como agentes compradores en el mercado mayorista de electricidad.

Esta actividad ofrece al consumidor cualificado la posibilidad de transferir parte del riesgo o incertidumbre del precio de compra de la electricidad en el mercado (a corto -spot- o a medio-largo plazo, mediante contratos bilaterales con generadores). Es decir, permite al consumidor cualificado el acceso a dicha posibilidad a través de la **capacidad de agregación de demanda y capacidad de compra** del Comercializador, que cubre sus necesidades de potencia y energía en el mercado a corto, medio-largo plazo.

En la actualidad, en España todos los consumidores eléctricos son cualificados.

2.2.5 Relación entre agentes

A partir de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, en una apertura progresiva del mercado a la plena competencia, se configura el Mercado Mayorista como el conjunto de operaciones de compra y venta de potencia y energía, que se efectúan a corto y a largo plazo entre Agentes del mercado.

Los Agentes que participan en el mercado eléctrico mayorista son los generadores, comercializadores, importadores, exportadores, distribuidores, transportistas y consumidores, de acuerdo con las condiciones que se establezcan en el marco jurídico que regula estas actividades en cada país.

Desde el marco regulatorio y la realidad física en cada momento del parque de instalaciones de generación y redes eléctricas, cada mercado se organiza a través de normas de coordinación comercial y operativas, para ofrecer los productos y servicios que en el mismo se venden: potencia y energía eléctrica; servicios de transporte y distribución eléctricos; y servicios complementarios (regulación de tensión –energía reactiva-, regulación secundaria y terciaria –reserva rodante o fría-, y arranque autónomo).

La Figura 2-3 muestra en síntesis el conjunto de relaciones entre los agentes del mercado eléctrico, en donde coexisten precios libres y tarifas.

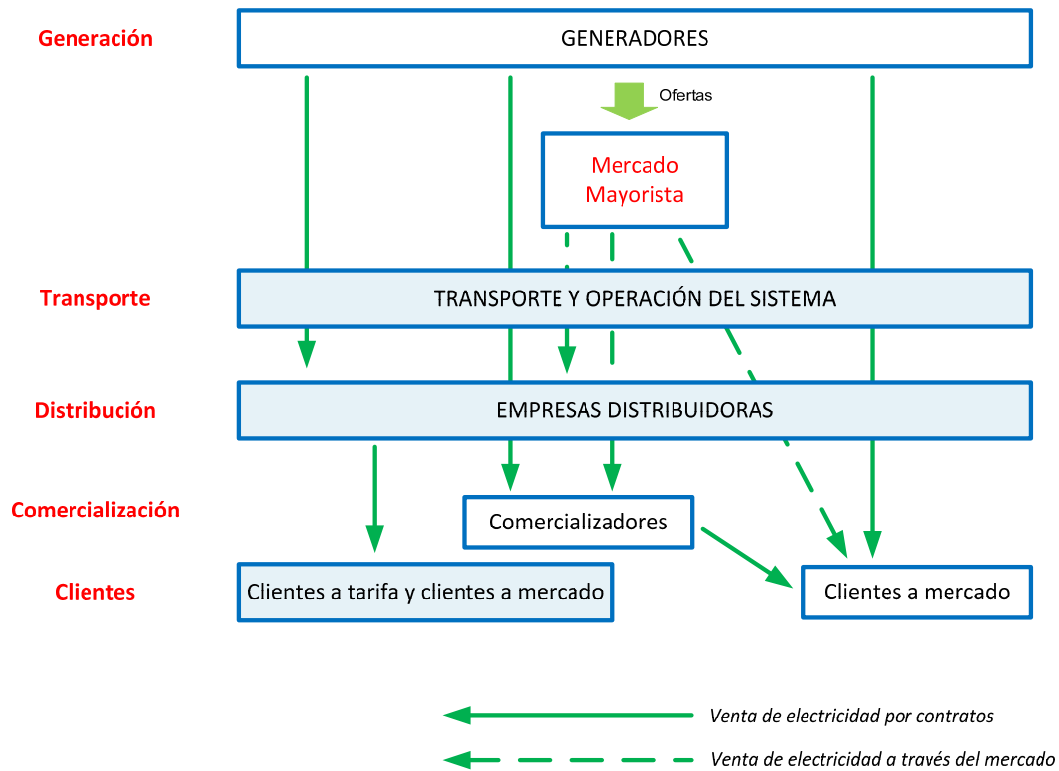


Figura 2-3: Relación entre Agentes.

Fuente: Elaboración propia.

2.2.6 Gestión física del suministro eléctrico

Para completar esta visión preliminar del conjunto de actividades fundamentales en torno al suministro eléctrico, es necesario subrayar aspectos, referidos en los apartados anteriores, relativos a las características físicas de la energía eléctrica y sus aplicaciones finales que condicionan fuertemente la organización de sus actividades y su gestión. En este sentido, cabe señalar dos aspectos que condicionan la gestión del suministro eléctrico como actividad industrial:

En primer lugar, **la electricidad no puede almacenarse** en la cantidad suficiente que permita atender la demanda (industrial, comercial y residencial) propia de una sociedad avanzada. El actual estado de la tecnología ofrece, con un elevado coste, la posibilidad de almacenarla o acumularla mediante baterías (acumulador – transformador de energía química a eléctrica, y viceversa) o pilas de combustible (dispositivo electroquímico de conversión de energía similar a la batería, en el que la evolución de la

tecnología anuncia un papel al hidrógeno muy relevante como sistema de almacenamiento), lo que condiciona en la actualidad la viabilidad de este tipo de soluciones sólo para aplicaciones muy concretas, pero no a gran escala.

La velocidad a la que viaja la electricidad sobre la red de transporte y distribución supone un “just-in-time” en la producción eléctrica, que se genera prácticamente en el momento en que se consume. Como consecuencia, el ritmo de producción se adapta de forma continua y permanente a las variaciones de la demanda.

Su naturaleza de onda electromagnética que se transmite a través de un medio sólido conductor, como “fluido eléctrico”, dificulta la asignación de los derechos de propiedad y por lo tanto su intercambio. Por ello, en lugar de intercambiar derechos de propiedad sobre la misma, se intercambian derechos para incorporar la producción (verter a la red), o para consumir energía eléctrica en determinados momentos y lugares de un sistema eléctrico interconectado.

Carece de sentido físico pretender que una instalación receptora reciba la producción de una determinada unidad de generación, dentro de un sistema eléctrico que interconecte un elevado número de agentes generadores y consumidores. Por ello surgen los conceptos de oferta firme, energía despachada, energía vertida, producción, suministro, liquidaciones, etc.

Al incorporar a la red interconectada una gran cantidad de unidades de generación, el concepto de sistema eléctrico de transporte y distribución permite, además de mejorar su fiabilidad, racionalizar los costes del conjunto y diversificar los riesgos. Ahora bien, los propietarios de las instalaciones de generación y de las infraestructuras de transporte y distribución exigen una explotación del conjunto transparente, lo cual sólo es posible desde el establecimiento de un **órgano regulador** independiente, que supervise con capacidad normativa y sancionadora, el comportamiento de los distintos agentes en base a **criterios de mercado** para el óptimo uso de los recursos disponibles. En este sentido, la implantación de estos criterios (transparencia, competencia, no trato discriminatorio, libertad de acceso y libertad de elección) requieren, además de un uso intensivo de las tecnologías de información y comunicaciones, el desarrollo de los oportunos procedimientos reglados que lo hagan posible (regulación eléctrica), [3].

En segundo lugar, **la demanda eléctrica en el corto plazo**, para la mayor parte de sus aplicaciones, **sigue resultando prácticamente insensible a cambios en el precio** (rigidez de la demanda). De aquí la importancia del desarrollo de programas que propicien su gestión y equipos receptores que fomenten el uso racional de la energía eléctrica, con el fin de evitar el “sobredimensionamiento” de las instalaciones para cubrir la punta de demanda durante unas horas al día, lo que a su vez redundaría en la optimización del precio final (reducir las puntas o “picos” de demanda y suavizar o rellenar el efecto de periodos “valle”), y reduce el impacto ambiental y social de las redes eléctricas.

Estos dos aspectos subrayan la crítica continuidad del suministro eléctrico a costes eficientes en un mercado en competencia o entorno liberalizado.

En este suministro de energía, con gran componente técnica añadida, la función comercial buscará, además de la adecuada relación precio – calidad de producto y servicio, propiciar un mejor consumo. No se trata de procurar vender más. Se trata de vender mejor, favoreciendo la oportuna gestión de la demanda, desde la propia cadena de suministro, así como desde el consumo, con los necesarios mecanismos/sistemas de soporte y señales de precio, lo que a su vez conllevará vender progresivamente más cantidad, acorde con el progreso sostenible de la sociedad, sin despilfarro, desde el eficiente uso de la energía eléctrica.

Este nuevo concepto que se incorpora a la actividad comercializadora procura trasladar al consumo las adecuadas señales en precio, con el fin de que el cliente procure gestionar su demanda y consuma en las horas valle y evite las horas punta, o incluso pueda contribuir, con su respuesta y comportamiento, a la estabilidad del propio sistema que le abastece, en determinadas condiciones operativas del mismo. Además de optimizar así su factura por el suministro eléctrico, estará contribuyendo a racionalizar el funcionamiento del sistema en su conjunto.

En el otro extremo del proceso industrial, la producción de electricidad buscará diversificar sus fuentes primarias de energía, de forma competitiva, firme y flexible (mix de generación), para atender una demanda creciente. En este punto, el papel del Estado resulta crucial al establecer las políticas energéticas, fiscales y regulatorias, en estrecha coordinación con el desarrollo económico y social del país, pero sin condicionar el desarrollo de las generaciones futuras.

Es decir, la actividad industrial eléctrica en su conjunto debe respetar en su entorno el medio ambiente, sin perder su necesaria sostenibilidad económica y social.

2.3 FUTURO SOSTENIBLE DE LAS REDES

La cadena de suministro eléctrico tiene como reto genérico la transición hacia sistemas más fiables y seguros, que permitan un abastecimiento de energía eléctrica respetuoso con el medio ambiente, con precios y cantidades compatibles con el desarrollo económico y social y sus nuevos retos.

La retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, es decir, de las actividades de red, están reguladas en entornos abiertos a la competencia, como consecuencia de sus condiciones de monopolio natural geográfico y del servicio esencial y universal que suministran [3].

Como complemento a la visión de estas actividades de red en los apartados precedentes, a continuación se enuncian los “vectores” principales que tienen capacidad de influir de forma decisiva en el diseño y desarrollo de las mismas en un futuro próximo, desde la visión actual de las actividades de transporte y distribución eléctricas.

Estos vectores de desarrollo son los siguientes[5]:

2.3.1 Generación distribuida

En los países desarrollados, con escasez y dependencia energética de los combustibles fósiles, la diversificación energética ineludible de fuentes primarias para la generación de electricidad establece un impulso decidido de desarrollo de las energías renovables. En este contexto, la incorporación progresiva de generación distribuida (renovable o no) es una realidad en plena efervescencia en la actualidad. Pero ¿cuál es el límite para su integración en la red sin poner en riesgo su seguridad y fiabilidad y, por tanto, sobre el abastecimiento eléctrico? ¿Cómo influirá en el diseño de las redes y, por tanto, en su capacidad de integración en las mismas con nodos que se comportan como punto de consumo o de generación de forma intermitente en el tiempo? Desde su mejora progresiva en su predicción y gestión, ¿cuál será su contribución a la estabilidad de las nuevas redes inteligentes o Smart Grids? Y, en consecuencia, ¿cómo evolucionarán las funciones del gestor de la red de transporte y del gestor de la red de distribución, en planificación, control, operación y desarrollo de las mismas?

Dentro de este vector se incorpora el **almacenamiento energético distribuido** por su potencial contribución a los sistemas de generación distribuida. Actualmente no hay una tecnología dominante para las posibles aplicaciones del almacenamiento distribuido, siendo las baterías de litio una de las

opciones más viables para almacenar energía a pequeña y mediana escala. Sin embargo, la tecnología de litio presenta inconvenientes que están impidiendo su despliegue masivo:

- **Coste:** las baterías de litio requieren volúmenes de producción elevados para alcanzar economías de escala en fabricación y aprovisionamiento. El lento desarrollo del vehículo eléctrico a gran escala ha impedido la previsible evolución a la baja en su precio. Se puede afirmar que es una tecnología que todavía no es competitiva para sus principales aplicaciones.
- **Química:** la tecnología Li ión (Titanato de Litio) no tiene una solución química dominante, existiendo varias alternativas cada una de ellas con sus ventajas e inconvenientes.
- **Fiabilidad y durabilidad:** las baterías de litio presentan problemas de pérdida de capacidad cuando sufren un número de ciclos de carga-descarga elevado, lo que las limita para ciertas aplicaciones.

Sin olvidar el hidrógeno como vector energético, existen otras opciones tecnológicas de almacenamiento y gestión energética [6], que posibilitan distintas soluciones o aplicaciones que van desde la provisión de servicios auxiliares hasta el respaldo y soporte de las energías renovables distribuidas no gestionables para contribuir en la gestión del sistema eléctrico.

2.3.2 Sostenibilidad (económica, medio ambiental y social)

La energía en general y la electricidad en particular, son un bien escaso en toda sociedad próspera, que con su desarrollo incrementa su consumo (no siempre de forma eficiente) y, por ello, resultan cada vez más caras. Como consecuencia, el valor económico, medio ambiental y social de sus pérdidas aumenta. En esta tendencia, ¿hacia dónde nos conducirá la tecnología: diseño de red, niveles de tensión, materiales en instalaciones y equipos, etc.?

La eficiencia energética, especialmente desde el punto de vista del consumo, de las aplicaciones, abre nuevos ámbitos de investigación y desarrollo, contribuyendo a la estabilidad del sistema eléctrico y a la eficiencia del conjunto en las nuevas redes inteligentes.

Por otro lado, la dificultad creciente en los países desarrollados para la implantación de nuevas infraestructuras de red (líneas AT – MAT y subestaciones transformadoras) acentúa la necesidad de innovación en los diseños y la incorporación de las nuevas tecnologías para ofrecer soluciones más sostenibles, dando adecuada respuesta a la creciente sensibilidad social y medio-ambiental. Todo ello debe tener su correspondencia en la retribución predecible de las inversiones correspondientes.

2.3.3 Smart meters

El desarrollo tecnológico en el ámbito de la medida y telecontrol (sistemas y comunicaciones) establece y posibilita la tendencia imparable de automatización y eficiencia. Los nuevos equipos que se conecten a la red permitirán la adecuada comunicación de la señal de precios a los clientes, y además posibilitará una visibilidad de los distintos nodos de la red de distribución hasta ahora apenas imaginable, posibilitando la participación de los usuarios de la red en la gestión activa de la demanda, mediante las señales de precio en tiempo real.

2.3.4 Otros

La **gestión de la demanda** va íntimamente ligada a la eficiencia energética. Mientras la primera busca la mejor forma de consumo eléctrico, la segunda persigue reducir el mismo. Ambos aspectos inciden en el desarrollo sostenible antes señalado de los recursos energéticos.

En este vector de desarrollo es obligada la referencia a la **movilidad eléctrica** (vehículo eléctrico). La necesidad de ahorrar energía y reducir el consumo de combustibles fósiles establece el ámbito de desarrollo de nuevas eficiencias en la automoción o movilidad y sus componentes: automatización start-stop, frenada regenerativa, sistemas de conducción eficiente, etc. y puntos de suministro eléctrico disponibles en la red de distribución eléctrica. Este sistema requerirá, con toda probabilidad, una comunicación directa entre el centro de control de red de la distribuidora eléctrica y el vehículo del usuario, de forma que sepa éste a qué precio está comprando la electricidad. O bien, en vez de comprarla, venderla, devolviéndola al sistema y estableciendo una capacidad de potencia de almacenamiento eléctrico disperso en la red (V2G¹⁰).

Dicha comunicación directa permitirá que, cuando el vehículo esté aparcado, que suele ser la mayor parte del tiempo, y haya sol o viento, por ejemplo, cargue sus baterías. Y desde la inteligencia adaptada al uso previsto del vehículo en las siguientes horas, si la demanda eléctrica es alta y, como consecuencia, el precio es atractivo, el usuario puede devolver electricidad al sistema desde su vehículo. Con millones de vehículos funcionando de este modo se posibilita un nuevo concepto de almacenamiento energético, con capacidad de contribuir a la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.

Asimismo, considerando la futura integración de los vehículos eléctricos como sistemas de almacenamiento distribuido en la red, también puede tenerse en cuenta su participación en los mercados de operación del sistema contribuyendo a la regulación de la frecuencia del sistema de forma agregada con un bajo impacto sobre el estado de carga de las baterías de los vehículos [7].

El vehículo eléctrico (VE) es una nueva carga para el sistema eléctrico, que irrumpirá de forma tímida al principio, pero a medida que los fabricantes lancen masivamente vehículos eléctricos al mercado tendrá una evolución que se debe “integrar” en la red, maximizando la utilización y eficiencia en costes de ésta, y dando al propietario el mejor servicio. El VE, como carga, presenta las siguientes características que la hacen merecer una consideración especial:

- La energía total consumida anual por VE no es especialmente significativa (típica 10.000 kWh/año), pero su potencia en carga puede resultar muy elevada. La norma internacional IEC 62196-2 [8], que define el conjunto de conectores eléctricos y los modos de recarga para vehículos eléctricos, diferencia entre cuatro posibles modos de carga para los vehículos eléctricos que incluyen la carga en corriente alterna (monofásica o trifásica) o continua. Como se muestra en la Tabla 2-1, la potencia típica demanda puede variar desde los 3,7 kW en cargadores de uso doméstico hasta los 150 kW para los cargadores rápidos en corriente continua.

Modo	Tensión (V)	Corriente (A)	Fases	Potencia (kW)	Tiempo de carga ¹¹
1	230	16	1	3,7	6 horas
	400	16	3	11,1	2 horas
2,3	230	32	1	7,4	3 horas
	400	32	3	22,1	1 hora
4	> 600	> 400	1	50 - 150	minutos

Tabla 2-1: Modos y características técnicas de recarga de vehículo eléctrico.

Fuente: Elaboración propia a partir de [8].

- La flexibilidad: el VE suele estar parado más de 20 horas al día.

¹⁰ V2G: Vehicle to grid, devolución de energía desde las baterías de los vehículos eléctricos a la red.

¹¹ Tiempo de carga aproximado para un vehículo eléctrico con una capacidad de almacenamiento en sus baterías de 22 kWh.

- Proceso de carga. Tanto el vehículo como la batería y el cargador incorporan microprocesadores. Con el desarrollo de la funcionalidad apropiada del punto de recarga, que permite la conexión antes referida con la red inteligente se puede aportar inteligencia al proceso de carga transformándolo en un Smart Charging (recarga inteligente). Los procesos de recarga mejoran su integración con la infraestructura eléctrica y la operación del sistema adaptando su perfil de demanda a las señales de precio, las restricciones técnicas del sistema, o bien, a las órdenes de los operadores del sistema eléctrico, sin descuidar las necesidades del usuario final.
- La posibilidad de gestionar los vehículos eléctricos conectados a la red como almacenamiento distribuido requiere todavía un mayor desarrollo tecnológico de las baterías y se considera en la actualidad como una segunda fase en la incorporación del VE a la red inteligente.

Esta visión preliminar del futuro sostenible de las redes eléctricas se desarrolla en los siguientes capítulos, y en particular en el Capítulo 7.

2.4 EVOLUCIÓN DEL MODELO RETRIBUTIVO

El conjunto de actividades necesarias para suministrar comercialmente la electricidad, en su origen dio lugar a empresas verticalmente integradas, en base a monopolios geográficos naturales (modelo de empresa eléctrica verticalmente integrada). En ellos, tal y como se ha señalado anteriormente, producción y suministro-consumo estaban “rígidamente” interconectados. Se abastecía la demanda en régimen de monopolio natural, justificado por la necesidad de atender una demanda dispersa en el territorio (desarrollo e implantación de red), comenzando por los principales núcleos de población, o por las industrias/actividades que impulsaban este desarrollo. De forma progresiva se expandía a zonas colindantes como mercados cautivos, que permitían a su vez alcanzar las economías de escala necesarias para acometer las inversiones en producción.

La reestructuración de estas compañías eléctricas verticalmente integradas (privadas o públicas) es una realidad en todo el mundo desarrollado desde finales de los años 80, en el pasado siglo, en busca de la eficiencia y reducción de los costes del suministro [3], [9].

El desarrollo de actividades en competencia en un mercado abierto con la progresiva capacidad de elección por parte de los clientes conduce a un nuevo modelo en el que coexisten actividades libres y reguladas. Este nuevo modelo requiere la separación jurídica de estas actividades, a partir de aquellas empresas antes verticalmente integradas, propiciando la entrada de nuevos agentes de generación y comercialización.

Por el carácter esencial del suministro eléctrico, junto con las características técnicas y económicas del sector eléctrico, a su proceso de desregulación estructural y de reformas regulatorias no resultan trasladables las experiencias favorables de desregulación en otros sectores industriales [10].

La desregulación del sector eléctrico conlleva la evolución desde un modelo de retribución de las inversiones incurridas (desarrollo país, decisiones de inversión centralizadas), con escasos incentivos para reducir costes; hacia un modelo de mercado que retribuye o incentiva costes eficientes, decisiones de inversión en condiciones de libre iniciativa, dentro de un marco retributivo predecible. Este nuevo marco de regulación, además, debe reconocer determinados costes incurridos en el modelo anterior no satisfechos completamente en el momento de iniciar el tránsito hacia la competencia [11].

2.4.1 Separación de actividades y desregulación: mercado eléctrico

En los años 80 la evolución tecnológica y de ingeniería de desarrollo en el ámbito de generación puso de manifiesto que esta actividad ya no requeriría un “monopolio natural” asociado a la red, justificado por las economías de escala que eran necesarias hasta ese momento para alcanzar umbrales de rentabilidad por medio del aumento de la capacidad de cada planta.

Las nuevas plantas se equipan con turbinas más pequeñas y más eficientes que las grandes, lo que propicia la ruptura del paradigma de a mayor capacidad menor coste final del kWh. La reducción del tamaño óptimo de las plantas facilitaría la introducción de la competencia en esta actividad industrial, destacando la tecnología de turbinas de gas de ciclo combinado, que permiten una producción flexible, más limpia que las centrales térmicas convencionales y con unos periodos de instalación mucho más cortos [12], [13].

Esta circunstancia abre la posibilidad de invertir en el ámbito de generación eléctrica sin necesidad de tener asociado un mercado cautivo, y en consecuencia, desde la separación de actividades, introducir la competencia en la oferta.

Con las adecuadas señales económicas y la adaptación en la regulación jurídica del suministro de energía eléctrica se incentiva la eficiencia en las decisiones de inversión, un posible mejor uso de las plantas existentes, la mejora en la gestión operativa de las actividades reguladas y, en suma, más y mejores opciones en el mercado para los consumidores. Surge así el concepto de mercado eléctrico, al introducir condiciones de competencia y de eficiencia en la cadena del suministro de la energía eléctrica.

P. Joskow y R. Schmalensee publicaron en 1983 el primer trabajo sistemático en este ámbito [10], estableciendo la referencia básica de los esquemas teóricos de organización de la competencia en el sector eléctrico. La siguiente referencia teórica básica se encuentra en [14] donde en 1998 se establecía en detalle una posible organización del mercado eléctrico. Estos trabajos de referencia en la materia explican cómo es posible organizar un mercado eléctrico, las instituciones necesarias y los fundamentos teóricos del mismo. En ellos se muestra que las actividades de generación y comercialización pueden ser desarrolladas en un entorno en competencia, mientras el transporte y la distribución deben permanecer bajo un esquema de monopolio natural geográfico regulado. Se señala además que determinados cambios tecnológicos permiten la gestión y el control centralizados de complejos sistemas eléctricos (operador del sistema). Bajo una dirección única e independiente, este operador tiene la capacidad de supervisar y actuar, con criterios económicos y técnicos, para garantizar el óptimo funcionamiento del sistema.

El suministro eléctrico, cuestión de Estado en todo el mundo pues afecta a un servicio en muchos países calificado público, evoluciona de este modo hasta considerarse un servicio esencial, o de interés general, un bien de primera necesidad o *input* económico básico en los procesos productivos. Como consecuencia, en el nuevo entorno debe convivir su universalidad (y sus consecuencias sobre la extensión de redes y tarifas no discriminatorias), con la libre concurrencia de oferta y demanda (precios).

En el marco de la liberalización del sector eléctrico, las empresas antes integradas verticalmente se separan contable y jurídicamente en diferentes sociedades atendiendo a su tipo de negocio: generación, transporte, distribución y comercialización, denominadas “empresas gestoras del servicio”. Con ello, se pretende dar un mayor peso a lo económico-administrativo, que al aspecto técnico-industrial, protagonista indiscutible hasta ese momento. Esta evolución afecta en consecuencia a los modelos de

negocio y de gestión, en busca de la eficiencia para alcanzar o mantener la rentabilidad, dando lugar a procesos corporativos de integración horizontal y de privatización de empresas estatales.

Esa evolución o tendencia, que se materializa a través de distintos modelos operativos en el mundo, tiene claras referencias precursoras en los países escandinavos y Reino Unido.

Con otras circunstancias y motivos, vinculados al desarrollo económico y social y a la urgente necesidad de acometer las nuevas inversiones, en los Países Latinoamericanos el Banco Interamericano de Desarrollo (BID – World Bank) impulsó la separación de actividades eléctricas, previa a los procesos de privatización de empresas públicas (el Estado titular del servicio público) de generación, transporte y distribución. Estas privatizaciones se realizaban bajo esquemas orientados a establecer modelos y marcos regulatorios estables, que hiciesen atractiva la inversión privada, propiciando de este modo el imprescindible desarrollo de las correspondientes infraestructuras y actividades en sus respectivos sectores eléctricos, contribuyendo así al desarrollo económico y social de cada país.

En todos estos modelos se busca introducir la concurrencia de oferta en generación, base para la oferta comercializadora, y un modelo retributivo predecible en transporte y distribución eléctricos, en el que se incentiva la eficiencia en costes y la calidad del servicio.

Para regular el incentivo de dicha eficiencia se procura aumentar la eficacia de los procesos de las actividades de red, controlando los precios de las mismas (price cap), o directamente los ingresos (revenue cap), durante un periodo de tiempo establecido de varios años (periodo regulatorio). Durante este periodo, las empresas distribuidoras y transportistas pueden beneficiarse de las eficiencias de costes alcanzadas en sus procesos. Para determinar de forma prudente los costes en los que cada empresa debe incurrir para ofrecer el nivel de calidad del servicio establecido, el regulador cuenta con las siguientes herramientas: contabilidad regulatoria exigible a las empresas y benchmarking entre empresas y de referencia en el mundo, mediante el establecimiento de indicadores relativos a eficacia de las inversiones, costes de operación y mantenimiento, así como pérdidas de energía y niveles de calidad del servicio.

De este modo, el marco legal debe asegurar la adecuada retribución al transporte y la distribución, de modo que las empresas puedan obtener financiación y proporcionar el suministro con la calidad requerida a mínimo coste. Estas actividades desde su condición de monopolio natural geográfico regulado, con acceso no discriminatorio a la red para la libre concurrencia de oferta y de demanda. Se garantiza así el derecho de acceso de terceros a la red en un entorno liberalizado en producción y comercialización de electricidad, es decir, tanto para ejercer la actividad de generación, como el derecho a elegir suministrador por parte del Cliente.

Esta tendencia, aplicada a cada entorno socio-económico en particular, buscando la eficiencia en costes y la calidad-fiabilidad del suministro, encontrará en cada país una situación y unas circunstancias distintas. El Estado debe asumir su propia “historia” en el desarrollo hasta ese momento del sector eléctrico, estrechamente unido a su desarrollo económico. Surgen así los llamados “costes hundidos”, “costes varados” o costes de transición a la competencia, para compensar las inversiones no amortizadas acometidas bajo otras condiciones jurídicas, retributivas e, incluso, técnicas de diseño y operación.

Como consecuencia de la desregulación, y en aras a la calidad y a la eficiencia, cada país que abre su sector eléctrico a la competencia debe atender su propia realidad, así como establecer el tránsito jurídico y económico necesarios, desde la realidad y desarrollo efectivo de sus infraestructuras eléctricas básicas: generación, transporte y distribución, y desde la promoción de las condiciones efectivas de concurrencia de ofertas en generación y de adecuada retribución de la gestión eficiente que incentive las inversiones necesarias en la red de transporte y de distribución.

2.4.2 Bases para el nuevo mercado eléctrico

Como se ha señalado, a través de esta evolución se abandona de forma progresiva la integración vertical de actividades en base al monopolio natural, y la fijación de tarifas al coste del servicio (incurrido, inicialmente, y estandarizado, después) que, en base a las economías de escala antes referidas, permitieron reducir los costes de capital necesarios y facilitaron el desarrollo del sector eléctrico, motor del desarrollo económico y social [3].

De este modo, se da paso a un mercado cuyo laboratorio de ensayos es el mundo real, en el que no cabe el “cierre por inventario” o de recapitulación de operaciones. El suministro eléctrico no se interrumpe por la operativa del nuevo mercado. En este sector, el mercado resulta casi más una realidad virtual que real. Sus transacciones se realizan sobre un producto, servicio o mercancía que, como antes se señaló, no es susceptible de ser almacenado. Se consume prácticamente en el mismo momento en que se produce. Como consecuencia, por su propia naturaleza la regulación eléctrica resulta compleja.

Esta regulación debe asentarse sobre el principio esencial del Estado de Derecho [15] que consiste en la previsibilidad de la conducta del poder público en todo momento, de manera que los agentes del mercado puedan tomar decisiones libremente a corto, medio y largo plazo.

En el sector eléctrico esto resulta especialmente crítico, dado el largo plazo de amortización de las inversiones en activos eléctricos (generación, transporte y distribución), intensivas en capital y con la condición de arraigo al territorio.

Dentro del nuevo marco jurídico, para las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, se crea un **órgano regulador**, con especial atención sobre las actividades que continúan siendo monopolio natural: transporte y distribución, que deben responder a señales de eficiencia para resultar rentables, en las condiciones de seguridad y calidad establecidas.

Así mismo, operadores del sistema eléctrico (transporte y distribución) junto con el operador del mercado devienen en instrumentos clave en la nueva operativa, por su responsabilidad en el correcto funcionamiento del sistema en su conjunto (tremendamente complejo por su extensión en el territorio y por el gran volumen de activos y de información a gestionar en tiempo real; las plantas de generación no siempre se encuentran junto a los centros de consumo, requieren mantenimientos programados, a veces forzosos; las redes de transporte y distribución presentan sus propias restricciones técnicas); y por ser los garantes del libre acceso a las redes eléctricas por parte de todos los participantes en el mercado. En suma, los operadores del sistema eléctrico y el operador del mercado deben conciliar fiabilidad y eficiencia en tiempo real.

La gestión técnica del suministro y económica de su mercado presenta sus propias limitaciones, restricciones, errores en la programación o imperfecciones de funcionamiento, cuyos efectos se pagan siempre en el precio, o incluso, en la ruptura de la cadena del suministro: el apagón o *blackout*. Basta recordar la crisis de Brasil en 1999, o la de California en los años 2000 y 2001, o, entre otros, el apagón que afectó en agosto 2003 a EE.UU y Canadá, o en noviembre 2006 a parte del centro y suroeste de Europa.

No obstante, esta tendencia de transformación del sector eléctrico se está consolidando en todo el mundo desarrollado y conlleva, como antes se ha indicado, la evolución desde un enfoque meramente técnico de ingeniería (seguridad, estabilidad, economías de escala, criterios de diseño en base a la contingencia admisible, etc.) hacia concepciones que incorporan los aspectos mercantiles y económicos (contratos a corto o a término, desvíos de potencia, compras de oportunidad, libre acceso, cobertura de

riesgos, etc.). Por todo lo anterior, en la actualidad existen tantas formas de organizar el mercado eléctrico como experiencias reales.

2.4.3 Metodologías para retribuir la actividad de distribución eléctrica

La descripción de los fundamentos y evolución desde la regulación tradicional hacia la que incorpora la libre competencia en determinadas actividades que configuran el sector eléctrico liberalizado en el mundo se ha presentado en los apartados precedentes. En particular, los cambios en la regulación del sector eléctrico español tras promulgarse la Ley 54/1997, de 27 de noviembre de 1997, del Sector Eléctrico, las trasposiciones de las Directivas Europeas en la materia, y la recientes reformas introducidas en el marco de la nueva la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y sus correspondientes desarrollos normativos posteriores, están modificando profundamente los hábitos de operación y planificación del sistema eléctrico [16].

Otros muchos países han experimentado o están experimentando procesos semejantes [17], [18], [19], [20]. La liberalización del sector va acompañada de una descentralización de sus funciones de planificación y operación. Las necesidades de desarrollo y refuerzo de la red (inversión) y su operación como sistema son consecuencia de la iniciativa particular de cada empresa, regulada en su actividad, o bien, en competencia, atendiendo a libres decisiones y criterios prudenciales para alcanzar su beneficio empresarial. En empresas con actividades reguladas el **riesgo económico**, derivado de los incumplimientos en materia de calidad y seguridad del servicio de red, así como el **riesgo financiero**, asociado a las expectativas de beneficio y a su reputación social y corporativa devienen en factores de decisión, que perfeccionan el criterio tradicional de minimizar los costes. El reto de las autoridades competentes en la materia es establecer las reglas de juego de modo que el comportamiento estrictamente empresarial y particular de cada uno de los agentes conduzca a una minimización global de los costes del sistema y esto se traslade al precio final de los servicios que satisface el usuario del mismo.

En los países en los que el sector eléctrico se encuentra desregulado o liberalizado uno de los pilares de su regulación es la metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte y de distribución eléctrica. La regulación económica de estas actividades del sistema eléctrico establece la remuneración que cada empresa de actividad regulada recibe por el ejercicio de las mismas.

Por tanto, y en particular para la actividad de distribución eléctrica, la autoridad administrativa en la materia de regulación referida, es decir el Regulador, determina y establece estos ingresos regulados de acuerdo a sus estimaciones de los costes eficientes necesarios para desarrollar la misma, y que comprenden:

- Las inversiones en infraestructuras.
- Los costes de operación y mantenimiento de las mismas.
- Otros costes administrativos y comerciales, incluyendo tasas y tributos.

Con el fin de identificar los conceptos básicos de retribución de las inversiones en desarrollos y/o refuerzos de red de distribución, en los próximos apartados se va a realizar una breve reseña de los principales procedimientos o metodologías para establecer la retribución de la distribución en los principales países desarrollados de un entorno similar al español. Ninguna de las mismas resulta es definitiva, y todas tienen ventajas e inconvenientes [21], [20]. Como consecuencia, y desde el propio contexto histórico en cada país en la práctica se utilizan procedimientos que pueden combinar varias metodologías.

Para establecer la retribución de la actividad de distribución eléctrica en la actualidad existen distintas metodologías. Frente al esquema clásico, propio de modelos anteriores a la desregulación del sector, conocido como "coste del servicio" o tasa de retorno (*ROR*¹² *regulation*), en la actualidad los esquemas retributivos que se aplican en los principales países desarrollados responden metodologías del tipo "limitación de precios" o "limitación de ingresos" (*Price-cap* o *Revenue-cap*), que incorporan señales de eficiencia en la gestión de los costes, al desacoplar los ingresos de la actividad de los costes incurridos para su realización.

El esquema conceptual retributivo debe permitir al DSO predecir sus ingresos para planificar y desarrollar las inversiones necesarias, para una cobertura de la demanda con la calidad y seguridad exigidas, en el horizonte temporal establecido como periodo regulatorio (habitualmente entre cuatro y seis años). Al finalizar el mismo el Regulador realiza una nueva revisión de los parámetros retributivos para trasladar al usuario del sistema parte de las mejoras y eficiencias en costes alcanzadas.

Los ingresos regulados se establecen a partir del análisis de una remuneración adecuada de la red existente y de la previsión de sus costes de operación, mantenimiento y expansión en el periodo de tiempo considerado (periodo regulatorio), para lograr la eficiencia en costes prevista, la calidad y seguridad del servicio y un nivel de pérdidas acordes con la reglamentación establecida.

Existen distintos procedimientos para la determinar estos costes. Así, por ejemplo, se puede realizar a partir de una comparación de costes entre empresas distribuidoras que puedan considerarse equiparables (*Yardstick regulation*). Con una adecuada información regulatoria de costes y los parámetros e indicadores de gestión (técnicos y económicos) de cada una de las empresas, técnicas de estadística avanzadas permiten establecer diferentes tipos de comparaciones entre ellas, así como el nivel adecuado de incentivos por calidad, seguridad y pérdidas.

Otro posible enfoque se puede realizar a través de modelos empíricos en base a la comparativa o benchmarking entre empresas de distribución eléctrica operativas en una determinada área geográfica, o con otras que son referencia válida (tipo y densidad de mercado, economías de escala, etc.) en los ámbitos de mejora de eficiencia en costes, así como de calidad, seguridad y nivel de pérdidas a alcanzar [21]. Surge así el **modelo de red de referencia**. Esta metodología requiere de un análisis e información de la actividad de distribución mucho más exhaustivo que las antes referidas y, por otra parte, permite una mejor aproximación a las particularidades que permiten acreditar el nivel de retribución de cada empresa, en particular en su comparativa con las demás [19].

Los modelos de red de referencia diseñan redes y organizaciones empresariales perfectamente adaptadas a su mercado, cuyos costes sirven de base para fijar la remuneración de cada distribuidora. Permiten introducir factores de actualización o corrección en el tiempo de determinados parámetros durante el periodo regulatorio (evolución de la demanda, variación en los costes de equipos importados, inflación, tipos de interés, tasas de cambio, etc.). Este enfoque permite establecer los niveles de pérdidas y de calidad de servicio reglamentarios para cada zona y, en consecuencia, establecer para cada DSO los incentivos y penalizaciones para la mejora de su gestión regulada.

Si, además, se establecen los Procedimientos de operación de distribución (POD) y los valores estandarizados unitarios (costes unitarios) de las instalaciones retribuíbles por el sistema, de forma reglamentaria se sientan las bases de un modelo retributivo en el que las inversiones cumplen los criterios de coste previstos de distribución eléctrica para los niveles de calidad y fiabilidad razonables y/o aceptables por la sociedad.

¹² *ROR: Rate of return, tasa de retorno.*

En este sentido, el **modelo de red de referencia** incorpora un salto cualitativo en el enfoque de la metodología de retribución regulada de la actividad de distribución eléctrica, al integrar los indicadores de gestión técnico económicos de los servicios de la red (calidad de servicio, márgenes de capacidad, pérdidas, etc.) con la inevitable realidad de limitación de los costes y/o de la calidad exigible que pueden ser trasladados al sistema eléctrico. La retribución de cada distribuidora se establece en base a los costes que resultan del modelo de red de referencia para el periodo regulatorio.

Existen dos variantes básicas de esta metodología:

- Método de zona o empresa modelo.
- Método de red óptima global.

La primera de ellas utiliza un modelo de planificación para obtener el valor global agregado de la actividad de distribución (VAD) de una determinada zona o de empresa eficiente de distribución que se toma como referencia, y que incluye los costes de inversión (tipología de red y de mercado a abastecer) y de operación y mantenimiento por unidad básica de mercado (kWh circulado o suministrado), para los niveles de calidad de servicio y de pérdidas preestablecidos por zonas. Se establece un valor del VAD para cada nivel de tensión, en las distintas zonas o empresas de distribución, partiendo de la red real existente y los objetivos de mejora de calidad y pérdidas, y eficiencia de costes del servicio. Este método se encuentra ampliamente extendido en los mercados eléctricos actualmente liberalizados [21].

La segunda variante se trata de un modelo de planificación de redes de distribución eléctrica en zonas de gran tamaño, con cientos de miles de consumidores, que busca optimizar el diseño de las ampliaciones y refuerzos de red para abastecer nuevos suministros o conectar nuevas plantas de generación distribuida. Evita tomar la red real existente como punto de partida de su análisis de optimización, y prefiere construir una red óptima global, partiendo de cero, a partir de los datos geográficos de ubicación de la demanda, datos de mercado, parámetros de diseño técnico y de calidad de servicio. Para ello requiere del diseño y construcción de un modelo informático de simulación, que partiendo de los datos indicados, determine una red de distribución capaz de abastecer el mercado de partida, minimizando el coste de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas, y que cumpla con las restricciones técnicas y de calidad impuestas, criterios de planificación establecidos por el Regulador, respetando las condiciones medioambientales y urbanísticas en la implantación de las infraestructuras de red [22], [23].

Como en el caso anterior, este método permite incorporar de forma explícita los niveles de pérdidas y de calidad de servicio esperados, obteniendo el nivel de inmovilizado de referencia óptimo requerido para lograr dichos niveles. Al tomar como referencia una red óptima para la evaluación del conjunto de los costes de distribución, el Regulador está trasladando a las empresas de distribución, al menos en teoría, la máxima señal de eficiencia.

Aunque en la metodología de red de referencia, las excelencias de su variante de red óptima global son muy importantes, en la práctica también lo son las dificultades para su efectiva aplicación, y a continuación se señalan:

- En la actualidad no existe un algoritmo capaz de resolver un problema de optimización de las dimensiones de la electrificación de todo un país (decenas de millones de puntos de suministro), desde los nudos de transporte y hasta el cliente final. Todas las soluciones requieren de simplificaciones e hipótesis que pueden afectar a los resultados del modelo.
- Al no tomar como punto de partida la red existente se pierde el contexto histórico de su desarrollo y evolución, vinculada al propio desarrollo económico y regulatorio de cada país, así como el comportamiento del mercado eléctrico y de la propia distribución. Por ello, las

soluciones del modelo prescinden de condiciones de contorno reales que pueden afectar a los resultados.

- Sus algoritmos teóricos resultan muy complejos y precisan de la validación de sus resultados por comparativa con las redes reales. Las diferencias que superen unos determinados porcentajes pueden deberse a ineficiencias de la red existente, pero también a simplificaciones u otro tipo de limitaciones del modelo, lo cual no siempre va a ser posible diferenciar. Esta necesidad de contraste requiere de gran cantidad de información y de análisis. En los países en los que se ha aplicado alguna forma de esta metodología, ha sido imprescindible requerir la totalidad del mercado (suministros finales) georreferenciado, y la cartografía de las redes MT y AT.

Debido a estas dificultades, hasta la fecha esta variante del modelo de red de referencia (método de red óptima global) no se ha utilizado de forma completa con efectos retributivos en ningún país de nuestro entorno. Solamente en España se ha apostado por un esquema retributivo en el que el modelo de red óptima global tiene un papel relevante como herramienta de apoyo y contraste, en el marco de la nueva Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica [24], y sus correspondientes desarrollos reglamentarios en curso.

El Regulador históricamente sufre una importante carencia de información, ya que normalmente son las empresas distribuidoras las que disponen de toda la información, aunque ésta no siempre resulte uniforme entre ellas. Es lo que se denomina asimetría de información. Los expertos en regulación se han enfrentado a este problema adoptando una regulación a través de incentivos. Y dentro de esta familia, España se encuentra ahora mismo a la vanguardia, con la utilización de un Modelo de Red de Referencia, desarrollado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con el apoyo de las empresas del sector.

Los resultados de este modelo deben ser entendidos siempre en términos agregados y no individualizados línea a línea o equipo a equipo, como contraste de la información de inversiones reales proporcionadas por las empresas para su retribución. Por ser pioneros en España en este esquema regulatorio, no es posible aún determinar y contrastar empíricamente las mejoras que puedan resultar de su aplicación [19]. Resulta indudable que las necesidades de información (contabilidad regulatoria de costes, así como del inventario de instalaciones) requeridas a las empresas para poder ejecutar con cierta razonabilidad el Modelo de Red de Referencia ha permitido reducir por un lado la asimetría de información antes referida, y por otro impulsar un esfuerzo significativo de las empresas por racionalizar, informatizar, estandarizar toda su información relativa a sus redes de distribución.

Existen en la actualidad algunas opiniones encontradas sobre este enfoque de red óptima global, al poder devenir intervencionista en exceso. Al establecer el Regulador un nivel de retribución objetivo, dentro de una actividad de amplia casuística y dispersión geográfica, con interacciones sobre la ordenación del territorio y el medio ambiente, de forma implícita puede condicionar decisiones de detalle operativo-constructivo más propias del DSO (modelos de desarrollo de red, organización de actividades, diseño de instalaciones técnicas y/o de soluciones de electrificación, modalidad aérea o subterránea de las instalaciones, ubicación de elementos de maniobra, gama y frecuencia del mantenimiento de instalaciones, etc.), frente a realizar con equidad y eficiencia un control y supervisión de los principales indicadores técnicos y económicos de la distribución eléctrica, permitiendo al DSO gestionar con suficientes grados de libertad sus responsabilidades reguladas, en el marco de la libre iniciativa empresarial.

La respuesta a estas cuestiones así como la valoración de las diferentes metodologías expuestas de retribución de la distribución eléctrica quedan fuera del alcance del presente trabajo.

2.4.4 Nuevo modelo energético

El uso racional de la energía, el impulso de la eficiencia energética y la sustitución paulatina de fuentes convencionales por energías renovables son los pilares básicos del nuevo modelo energético. El coste de generación seguirá siendo un factor fundamental, pero también lo serán las condiciones de operación de las nuevas redes eléctricas “inteligentes” o *smart grids*.

La tecnología ya ofrece el soporte preliminar necesario. Por sus implicaciones económicas lo difícil es conseguir la necesaria evolución del modelo energético y de negocio. Los cambios resultan siempre complicados y más cuando se trata de transformar modelos muy consolidados para el abastecimiento de un suministro esencial a la sociedad.

Este escenario futuro, a medio largo plazo, plantea hitos innovadores que se apoyan en el fuerte desarrollo experimentado por las tecnologías de la información y comunicaciones, que permiten el análisis en tiempo real de millones de datos y parámetros, facilitando en el nuevo escenario la operación de una red eléctrica mucho más compleja.

En este contexto, el usuario podrá interactuar con la red eléctrica, convirtiéndose en elemento clave para ajustar y optimizar la oferta con la demanda. El modelo energético de futuro se fundamenta en los siguientes pilares:

- **Generación distribuida y flexible**, con participación creciente de las energías renovables. Los grandes tendidos eléctricos evolucionarán hacia un concepto de red nodal, de interconexión, adaptándose a los sistemas de generación más adecuados en cada momento, en cada ámbito territorial.
- **Almacenamiento energético distribuido**: como solución de respaldo para una penetración masiva de sistemas de generación con fuentes primarias renovables discontinuas (viento y sol), contribuyendo a un uso más intensivo de las redes eléctricas. Será distribuido y, en el futuro, con el hidrógeno como “componente” capaz de almacenar cualquier tipo de energía.
- **Edificios energéticamente eficientes**: los edificios dejarán de ser elementos consumidores de energía y pasarán a tener balance energético cero o incluso positivo, vertiendo sus excedentes de energía a la red.
- **Redes eléctricas inteligentes**: propiciando su uso más eficiente, optimizarán el ajuste entre oferta y demanda al favorecer la interacción entre los usuarios de las mismas, generando, consumiendo y/o almacenando energía. Como necesario complemento, la domótica facilitará la adaptación de nuestros hábitos a la necesidad de una mayor eficiencia energética, un consumo más adecuado a la oferta desde la red en cada momento, con la posibilidad de devolver energía cuando la red la pueda necesitar.

2.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 2

En la actualidad, el libre mercado resulta el mejor sistema conocido para gestionar la escasez de recursos de modo eficiente y productivo. El final del siglo pasado estuvo marcado por la desaparición de las economías de planificación centralizada, así como por la progresiva liberación de distintas economías en el mundo.

El modelo del sector eléctrico no ha resultado ajeno a esta tendencia, tan pronto como la tecnología y la regulación lo han hecho posible.

Las medidas reformistas y favorables a la “economía de mercado” fueron adoptadas rápidamente por economistas ortodoxos, políticos y organismos internacionales, como el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial. El modelo de mercado eléctrico no resultó ajeno a esta tendencia, tan pronto como la tecnología y la regulación lo hicieron posible [25].

Es en la primera década del siglo XXI cuando han surgido opiniones que cuestionan esta tendencia, ¿libre mercado o capitalismo de Estado? En el sector eléctrico: control centralizado estatal ¿hasta dónde? Este paradigma había empezado a cuestionarse antes incluso de la crisis financiera, cuando en 2004 el PIB de China comienza a contribuir al crecimiento del PIB mundial en mayor medida que el de Estados Unidos. Tras el estallido de la crisis financiera, surgieron voces que anunciaron el fin del liberalismo: el futuro económico sostenible se identifica con modelos de capitalismo al estilo chino, dirigido y controlado por el Estado. Esta cuestión también se planteó en los años ochenta del siglo XX, cuando muchos declaraban que el modelo de capitalismo japonés, que ponía de relieve una política industrial dirigida por el Gobierno, era el camino a seguir.

Los agentes y resultados del mercado eléctrico, fruto de la desregulación de un sector estratégico, son objeto de regulación por parte del Estado en una realidad de economías cada vez más abiertas e interrelacionadas. Se trata de una tendencia en el mundo moderno de importantes repercusiones económicas, políticas y sociales, en la que cada país debe recorrer su propio camino. A pesar de las inevitables imperfecciones, esta tendencia resulta irreversible en el mundo moderno [25].

El precio de la electricidad es un componente básico de la práctica totalidad de bienes y servicios de un país, por lo que afecta directamente a su competitividad. Desde el estado de la tecnología eléctrica en cada momento, se identifica en cada país una mejora permanente del óptimo “binomio” calidad-precio, así como de la necesaria autonomía energética de las fuentes primarias de su producción.

En los países en los que el sector eléctrico se encuentra liberalizado uno de los pilares de su regulación es la metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte y de distribución eléctrica. La regulación económica de estas actividades del sistema eléctrico establece la remuneración que cada empresa de actividad regulada recibe por el ejercicio de las mismas.

Para la actividad de distribución eléctrica la autoridad reguladora en la materia determina y establece estos ingresos regulados de acuerdo a sus estimaciones de los costes eficientes necesarios para desarrollar la misma, y que comprenden:

- Las inversiones en infraestructuras de distribución de energía eléctrica.
- Los costes de operación y mantenimiento de las mismas.
- Otros costes administrativos y comerciales, incluyendo tasas y tributos.

En la actualidad, en un sector de actividad estratégica para una sociedad moderna, deben señalarse como retos a superar, o todavía en proceso de solución, según los expertos, los siguientes [5]:

- Necesidad de adaptar y mejorar las infraestructuras eléctricas (topología) y sus sistemas informáticos de operación y soporte a la nueva realidad de las empresas no integradas verticalmente y con retos crecientes en generación renovable distribuida. Esto supone evolucionar desde arquitecturas jerarquizadas de control de sistemas de potencia hacia modelos más abiertos que soporten decisiones distribuidas y nuevas herramientas de soporte, acordes con el mercado competitivo en desarrollo.
- La eficiencia operativa en costes sobre actividades reguladas (transporte y distribución) conlleva la externalización de funciones, procesos operativos no esenciales, en donde la especialización, la calidad y el precio que ofrece el mercado son atractivas y mejoran la

adaptación de la capacidad a la necesidad (flexibilidad). No obstante, a su vez requiere una adecuada y simultánea gestión de la estructura y evolución de la cualificación del personal de las empresas en dichas actividades, así como la crítica gestión del conocimiento en la administración de las capacidades internas y externas.

- Confiar exclusivamente a las señales económicas del mercado el desarrollo de las redes de transporte-distribución y aumentar a tiempo la capacidad de generación en mercados en desarrollo, o incluso “maduros”, puede resultar arriesgado. Por tanto, no se deben abandonar los conceptos técnicos, de ingeniería aplicada a la electricidad y de sentido común, para la planificación de elementos estratégicos en las infraestructuras del sector eléctrico. En este ámbito, la política energética del Estado debe complementar de forma coherente dichas señales desde la regulación eléctrica. Por otra parte, la separación de actividades en las empresas eléctricas conlleva la aparición de nuevos costes internos de relación o transferencia, que deben ser atendidos desde una prudente gestión. Las operaciones asociadas al mercado eléctrico son cada vez más dependientes del transporte a gran distancia. Para responder a estas nuevas situaciones, es necesario prever e incorporar nuevos mecanismos de mercado (servicios complementarios a retribuir desde el sistema), que atiendan esta nueva realidad sobre activos diseñados bajo otro esquema de explotación operativa, así como resolver las restricciones técnicas, cuando producción y consumo no coinciden en un mismo territorio o región.

Por todo ello, es importante no perder de vista el origen técnico del suministro de la electricidad a la hora de abordar los nuevos retos que aporta su mercado, con el fin de no renunciar a sus bondades de eficiencia competitiva, siempre deseables, pero tampoco llevar estos conceptos al extremo de poner en riesgo la seguridad y fiabilidad de un suministro que forma parte de lo cotidiano, y que resulta esencial en los países desarrollados.

CAPÍTULO 3: COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA Y DESARROLLO SOSTENIBLE

3.1 INTRODUCCIÓN

La energía resulta un factor esencial en el funcionamiento de la sociedad desarrollada, su economía y bienestar social. El uso racional de la energía, la eficiencia energética y la sustitución paulatina de fuentes convencionales por energías renovables son los fundamentos del nuevo modelo energético sostenible (ver apartado 2.3.3.), ante la realidad del progresivo agotamiento de los recursos fósiles frente a unas necesidades crecientes de energía, así como de su impacto sobre el medio ambiente, y en particular sobre el cambio climático. Esta evolución marca en cada país desarrollado, o en vías de serlo, la ineludible evaluación de su modelo energético para asegurar la convergencia necesaria de sus objetivos estratégicos en materia de energía con la necesaria sostenibilidad del sistema económico global.

Desde la incertidumbre relacionada con la propia evolución de la economía y su impacto sobre la **demanda de electricidad**, esta evolución establece las políticas y compromisos en cada país en materia de eficiencia energética para dar certidumbre a los agentes que tienen que acometer las inversiones.

Entre los distintos gobiernos del mundo existe un amplio consenso en el sector energético acerca de la necesidad de adoptar medidas en dos ámbitos de actuación: en las **políticas de demanda**, principalmente en la mejora de la eficiencia energética; y en las **políticas de oferta**, fomentando opciones tecnológicas que permitan reducir el peso de los recursos fósiles en el balance energético y con ello, la reducción de las emisiones, así como la dependencia energética.

En el **ámbito de la demanda**, las políticas de eficiencia y ahorro energético establecen las principales actuaciones. Se estima que estas políticas podrían contribuir en alrededor del 50% de la reducción global de emisiones necesarias para limitar el incremento de la temperatura global a 2 °C. Los sectores con mayor potencial de mejora son la edificación y el transporte, que suponen conjuntamente alrededor del 70% del consumo de energía final de Europa [26]. Por otra parte, el soporte de las tecnologías de información y comunicaciones permitirá una participación activa de los consumidores en el mercado eléctrico, al poder adaptar su demanda a las señales de precio en un entorno de redes inteligentes [17].

En el **ámbito de la oferta**, la reducción de la participación de los recursos fósiles en el suministro eléctrico y, por tanto, en su des-carbonización, hará necesario contar con todas las opciones limpias de generación: energías renovables; energía nuclear; y la generación térmica convencional con captura y almacenamiento de CO₂, entre otras. En este ámbito de oferta se incluye el modelo de gestión más flexible de las redes eléctricas y de los recursos energéticos conectados a las mismas, con el soporte de las tecnologías de información y comunicaciones, que favorecerá la incorporación masiva de la generación distribuida, preservando la calidad y seguridad del suministro, posibilitando la referida participación activa del consumo, desde el ámbito de la demanda.

En el alcance del modelo que se formula en la presente tesis, el contenido del presente capítulo se centra en el ámbito de la oferta.

3.2 MODELO ENERGÉTICO Y SU PROSPECTIVA

El cumplimiento de los compromisos derivados del paquete Energía y Cambio Climático, aprobado por la Eurocámara en diciembre 2008, establece como objetivos en la Unión Europea el denominado 20-20-20 [27] para el horizonte del año 2020, que consiste en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% con respecto a 1990, alcanzar un 20% de participación de las energías renovables en la energía primaria, y conseguir un 20% de mejora de la eficiencia energética.

El referido paquete integra, a través de un conjunto de seis propuestas legislativas:

- La revisión del régimen comunitario de comercio de emisiones de gases de efecto invernadero.
- El reparto de esfuerzos entre los Estados miembros para reducir sus emisiones.
- La adopción del 20% de energías renovables para 2020 [27].
- La regulación sobre el almacenamiento geológico de dióxido de carbono.
- La reducción de las emisiones de CO₂ procedentes de los vehículos.
- La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los carburantes.

Alcanzar una participación del 20% de energías renovables sobre el conjunto del consumo de todos los tipos de energía final en el 2020, conlleva una participación entre el 30 al 35% de renovables en la producción bruta de electricidad, debido a los menores objetivos que tienen los sectores de gas natural y productos petrolíferos. Este objetivo condiciona decisivamente la configuración de la oferta de generación eléctrica en Europa en el horizonte 2020.

El modelo energético presenta sus retos de sostenibilidad en materia económica, ambiental y de seguridad energética, que se refuerzan incluso más en la crisis económica que atravesamos. El reto del cambio climático sigue plenamente vigente, con la necesidad de reducir las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) un 50% en 2050 si se quiere limitar el incremento global de la temperatura por debajo de los 2 °C.

El necesario ejercicio de prospectiva energética a nivel europeo y coordinado con cada país miembro resulta más necesario que nunca. Sus alcances sobre el sector eléctrico deben permitir vislumbrar la evolución futura de su demanda, para después ofrecer varias opciones de su cobertura bajo los principios de sostenibilidad económica, ambiental y social (seguridad del sistema y aceptación de las distintas tecnologías).

La Directiva 2009/28/CE [27] se traspuso al ordenamiento jurídico español a través del RD 661/2007 [28] y de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible [29], y a su vez, a través del Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2010 [30]. En este contexto, un ejercicio de prospectiva energética se obtiene del Informe de la Subcomisión parlamentaria de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años [31].

Por otra parte, desde el punto de vista social el modelo energético global no permite el acceso a formas avanzadas de energía (principalmente electricidad) a 2.000 millones de personas, con las implicaciones negativas que ello tiene en términos de desarrollo humano, conflicto social, desigualdades, y potencial de crecimiento económico. A ello se añade la insostenibilidad económica y ambiental de dicho modelo por sus actuales características. Una economía basada en el consumo de recursos energéticos fósiles finitos (gas, carbón y petróleo) verá comprometida su competitividad ante el previsible crecimiento tendencial que experimentarán sus precios, salvo que se consiga mitigar en parte el crecimiento

esperado en los precios del petróleo, debido a la reducción de la demanda asociada a la implantación de las políticas ambientales comprometidas.

Existe un consenso generalizado entre los análisis de prospectiva energética internacionales sobre el papel de la eficiencia energética como principal medida para afrontar los retos del modelo energético. De hecho, la Agencia Internacional de la Energía (AIE), estima que más del 60% de la reducción de emisiones GEI, necesaria en el horizonte 2020 para alcanzar el escenario de una concentración de 450 partes por millón, proviene de las medidas de eficiencia en usos finales. En dicho escenario, se contempla la limitación del incremento referido de la temperatura a 2 °C, mediante el desarrollo de políticas de mitigación de emisiones muy ambiciosas y el establecimiento a nivel global de objetivos de reducción de emisiones en línea con las recomendaciones del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático de Naciones Unidas (IPCC, en sus siglas en inglés). El IPCC es un grupo de científicos internacionales de reconocido prestigio que aconseja y proporciona información sobre el fenómeno del cambio climático a los responsables políticos. Este Panel de expertos revisa gran parte de la literatura científica relativa al cambio climático, resumiendo el “estado del arte” en los Informes de Evaluación que se publican cada cinco años aproximadamente.

En dichos horizontes temporales dentro del contexto europeo, y en particular del español, resulta decisiva la contribución del sector eléctrico en la sostenibilidad del conjunto del sector energético. Su madurez tecnológica hace que cuente con muchas de las opciones más eficientes de mitigación de emisiones, tanto por el lado de la oferta (energías renovables y redes inteligentes) como por el lado de la demanda (mejoras de eficiencia energética en climatización, iluminación, transporte, etc.). La Comunicación de la Comisión Europea de 26 de mayo de 2010, “Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage” [32], concedía de forma explícita un papel básico al sector eléctrico a la hora de alcanzar el objetivo de reducción de emisiones del 30% en 2020, a través de inversiones en generación eléctrica baja en emisiones y medidas de eficiencia energética.

En este sentido, el sector eléctrico ha contribuido en los últimos años a la sostenibilidad ambiental del conjunto de la economía española, a través de la promoción de tecnologías de generación de electricidad en base a fuentes primarias de energía renovable, junto con tecnologías de generación convencionales más eficientes y de menores emisiones de gases de efecto invernadero (ciclos combinados de gas natural en sustitución de las centrales de carbón). Una muestra de ello ha sido la reducción de la intensidad de emisiones del sistema eléctrico español que ha pasado de 0,42 tCO₂/MWh en 1995 a 0,24 tCO₂/MWh en 2013 [33].

El marco regulatorio de apoyo a las energías renovables ha propiciado un importante crecimiento de las mismas en los últimos quince años. Estas energías han pasado de realizar una contribución del 14% en 1995 a la producción eléctrica (casi totalmente debido a la hidráulica convencional) a suponer el 42,8% de la cobertura de la demanda en 2014 y alcanzar una potencia instalada acumulada de 39.741 MW al finalizar el año 2014 [34].

3.3 SEGURIDAD ENERGÉTICA, COMPETITIVIDAD Y CAMBIO CLIMÁTICO

La realidad económica en la Unión Europea es en la actualidad muy distinta del contexto en el que se establecieron en 2007 los objetivos europeos en materia energética para el horizonte 2020. Como consecuencia de la crisis económica mundial de los países desarrollados que comenzó en 2008, gran parte de los estados miembros de la Unión Europea atraviesan una prolongada recesión económica. Como consecuencia, surgen voces que cuestionan los objetivos energéticos y medioambientales antes

referidos, frente a la ineludible mejora de competitividad en cada país, vinculada en gran medida a los costes y la seguridad del abastecimiento energético.

En el presente apartado se señalan, en síntesis, las claves del debate sobre esta cuestión en Europa en la actualidad.

De los casi doce mil artículos científicos publicados entre 1991 y 2011 por varias decenas de miles de autores de todo el mundo sobre el cambio climático, un 98,4% sostenía que el calentamiento global se debe a causas humanas; un 1,2% rechazó esa tesis y un 0,4% afirmaba que las pruebas no eran concluyentes [35]. La concentración actual de CO₂ en la atmósfera es de 400 partes por millón (ppm), el mayor nivel en varios millones de años. A ese ritmo, se alcanzarán las 800 ppm hacia finales de este siglo.

Sin embargo, esta preocupación se ha ido desvaneciendo de la agenda europea debido a la crisis económica. La Unión Europea (UE) ha sido pionera en la lucha contra los gases de efecto invernadero, al establecer el primer sistema de *cap-and-trade*, que establece un límite (*cap*) sobre el nivel de emisiones permitidas a cada país o sector productivo, fijando un precio por cada tonelada de CO₂. Este límite se regula a través de los permisos o derechos de emisión, obligando a las empresas a hacerse más eficientes en el uso de la energía en sus procesos productivos, o bien, adquirir permisos en el mercado creado al efecto o de otras compañías que no los utilicen. En los últimos años, el precio de esos permisos en el mercado se ha desplomado, hasta menos de ocho euros por tonelada de carbono, frente a los 40 €/t que alcanzó en agosto de 2008, lo que desincentiva las inversiones en tecnologías bajas en emisiones [36].

El pasado 14 de abril 2013, después de que el Parlamento Europeo rechazara reducir el número de permisos gratuitos para no aumentar los precios de la energía, el precio cayó hasta los 2,63 €/t. En 2012, el comercio mundial de permisos de emisión, un 90% del cual se realiza en la UE, apenas alcanzó los 62.000 millones de euros, frente a los 96.000 millones de 2011.

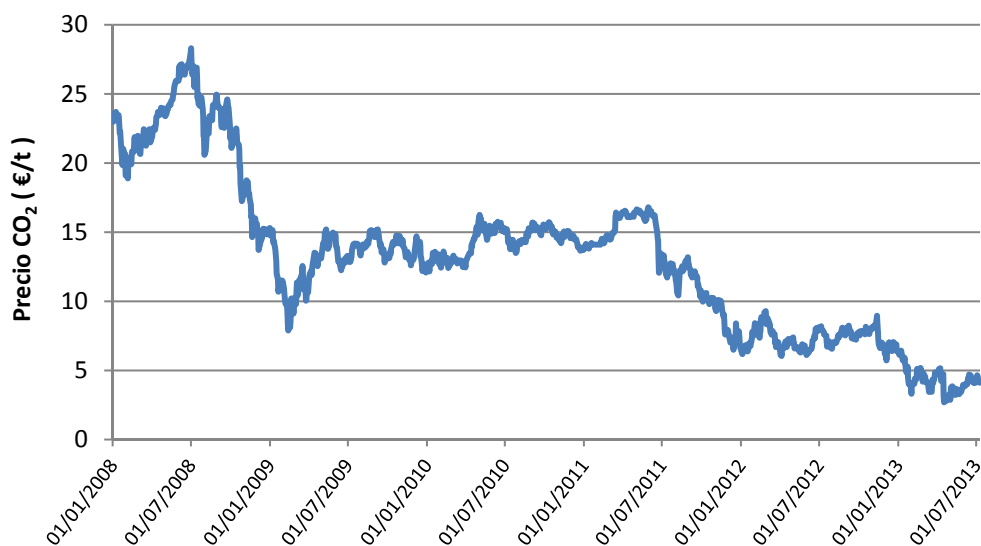


Figura 3-1: Evolución precio contratado del carbono en el mercado spot, en € por tonelada métrica de CO₂.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos Agencia Internacional de la Energía (www.aie.com) y Sistema electrónico de derechos de emisión de Dióxido de Carbono (www.sendeco2.com)

Como consecuencia de lo anterior, en Europa la producción convencional de energía eléctrica ha vuelto a incorporar el carbón como fuente primaria, en detrimento del gas natural, lo que supone, a pesar de su evolución tecnológica, incrementar de forma notable las emisiones de CO₂ por MWh producido. Como ejemplo reciente, la alemana E.ON ha anunciado que reducirá sus inversiones en energías limpias hasta menos de 1.000 millones de euros en 2015, frente a los 1.790 millones de 2012. Alemania inaugurará seis nuevas plantas eléctricas de carbón en 2013 y unas 12 más hasta 2020. Reino Unido, por su parte, incrementó en un 30% en 2012 su generación eléctrica de origen térmico en base a combustión de carbón.

La Figura 3-1 muestra la evolución del precio (en €/t) de los derechos de emisión de CO₂ en su mercado spot. Los dos principales motivos que justifican la caída del precio de los derechos de emisión de CO₂ en Europa (EUA, por sus siglas en inglés) son los siguientes:

- El elevado volumen de derechos de emisión gratuitos concedidos por los gobiernos europeos a industrias pesadas, como la siderurgia y el acero. En 2012 se duplicó el volumen de estos derechos gratuitos de emisión. Aún así, en los últimos cinco años estas industrias excedieron sus emisiones en casi 300 millones de toneladas, según la Comisión Europea.
- La recesión económica y la caída de la demanda eléctrica han reducido las emisiones industriales hasta el punto que las compañías ya no necesitan adquirir derechos de emisión para cumplir sus objetivos. La producción de acero en Europa, por ejemplo, ha caído un 30% desde 2007.

A la vista de lo anterior, otros países podrían abandonar sus políticas de reducción de emisiones si concluyen que la experiencia en Europa ha fracasado. En 2012, por ejemplo, la inversión en energías limpias cayó un 37% en EE.UU. Sin embargo, desde 2005 las emisiones europeas de CO₂ se han reducido un 14% en los sectores cubiertos por el programa, una proporción que se justifica sólo por la recesión económica referida.

En la actualidad, la UE genera a partir de fuentes renovables un 23% de la energía que consume, frente al 13% en 2002. Canadá, China y Corea del Sur han anunciado sus propios sistemas de *cap-and-trade*. Es indudable que la UE por sí sola no puede resolver el problema del calentamiento global. Pero, según la Asociación Europea del Carbón [35], Europa no puede autoimponerse costes que el resto del mundo no acepta. China, por ejemplo, es en la actualidad responsable del 24% de las emisiones globales, frente al 17% de EE.UU. y el 8% de la Zona Euro, aunque las emisiones per cápita chinas representan el 30% de las de EE. UU. El 42% de la generación eléctrica de origen renovable a nivel mundial se encuentra en territorio de la UE, en parte propiciado por las subvenciones al efecto, de unos 30.000 MM€/año.

Por otra parte, Business Europe [35], que representa a 41 organizaciones patronales en 35 países, señala que la UE debería concentrarse en la seguridad energética, junto con la consolidación de un mercado eléctrico único, para optimizar sus costes de abastecimiento, y no en el cambio climático. Si finalmente se defendiesen estas prioridades, la posibilidad de reducir las emisiones de CO₂ en los países desarrollados entre un 20-40% hacia 2020 en relación a 1990 son prácticamente nulas, a menos que se apliquen nuevas medidas impositivas sobre las emisiones de CO₂ o se retome un renovado impulso a la energía nuclear, algo muy improbable.

En este sentido, la **Unión Europea** termina de aprobar, en **enero 2014**, sus **nuevos planes energéticos**, llamados a sustituir los anteriores, vigentes en el **periodo 2009 a 2020**. El nuevo programa eleva al **40%** en **2030** el objetivo de reducción de emisiones de CO₂, suprime los objetivos nacionales de participación de las energías renovables y apuesta por el abaratamiento del suministro eléctrico, con independencia de su fuente primaria. Se produce un cambio en el énfasis sobre la sostenibilidad para dar prioridad a la competitividad.

Con ello, se suprimen los objetivos vinculantes a nivel nacional de participación de las energías renovables sobre el consumo de energía final (20% en el caso de España) y se deja libertad a cada Estado para fomentar las mismas, estableciendo una meta común del **27% en 2030**. En materia de eficiencia energética, en donde el objetivo del 20% ya no era vinculante, el compromiso parece diluirse aún más.

En este nuevo contexto, Business Europe recientemente ha reiterado a las instituciones europeas la necesidad de supeditar los objetivos de reducción de emisiones a un acuerdo internacional, de modo que “Europa no corra de nuevo en solitario, sin que nadie la siga”, recordando que “los precios actuales de la electricidad en Europa resultan el doble que en EE.UU., y el 20% superiores a los de China” [37].

3.4 COBERTURA DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

La necesidad de mantener el equilibrio entre la producción y la demanda por consumo de electricidad en todo momento exige una combinación adecuada de tecnologías (mix de generación) que doten de **firmeza y flexibilidad** al sistema. La importancia de la flexibilidad ha crecido y seguirá creciendo, con motivo de la cada vez mayor penetración de fuentes de generación alimentadas por energías renovables intermitentes (principalmente eólica y solar).

Para mantener en todo momento el equilibrio o igualdad entre producción y consumo por demanda, dada la variabilidad intrínseca de la propia demanda, resulta necesario que la producción en su conjunto sea lo suficientemente flexible como para adaptarse instantáneamente a dicha demanda. Por ello, se entiende por **flexibilidad** de producción del sistema a la capacidad característica de incrementarse o reducirse lo suficientemente rápido como para que no produzca en ningún momento un desequilibrio producción y demanda por consumo. Como consecuencia, la producción del sistema ha de ser al menos tan flexible como variable la demanda.

La flexibilidad es una característica propia de cada tecnología de generación eléctrica. Hay tecnologías que son poco flexibles, como por ejemplo la eólica o la solar fotovoltaica producen en función de la disponibilidad del recurso renovable y de forma independiente respecto a la demanda. Otras tecnologías son muy flexibles, por ejemplo la energía hidráulica regulable o bombeo, turbinas de gas, y ciclos combinados. Por tanto, para que el sistema tenga la flexibilidad requerida es necesario que se disponga de una proporción adecuada de tecnologías flexibles en el mix de producción global.

Para mantener de forma adecuada el equilibrio antes referido entre producción y demanda por consumo, además de flexibilidad es necesario disponer de unos niveles adecuados de seguridad de suministro. Es decir, resulta necesario que el conjunto de plantas productoras de electricidad aporte un nivel de firmeza adecuado. Como se indicaba en el apartado 2.2.2, la **firmeza del sistema** se mide comparando la máxima demanda de consumo probable (punta de demanda) con la suma de la mínima disponibilidad probable de cada una de las unidades de generación del sistema. Si con la mínima disponibilidad probable total se cubre al menos el 95% de la máxima demanda probable se considera que el sistema tiene una firmeza o seguridad de suministro (fiabilidad) adecuada.

La disponibilidad de una unidad de producción viene determinada por diferentes factores, siendo especialmente relevantes aquellos que son menos previsibles. Entre estos factores se encontrarían los siguientes:

- Fallos intrínsecos de funcionamiento, o averías (afecta a todas las tecnologías).
- Restricciones en el suministro de energía primaria con origen natural, geopolítico o logístico.

- Restricciones en las redes para evacuar la energía producida hacia los puntos de consumo. Las redes constituyen un elemento fundamental para la firmeza del sistema. La solución a estas posibles restricciones pasa por dar señales económicas a la localización de las unidades de producción y/o incentivos a una inversión suficiente y eficiente en redes.

Como consecuencia de lo anterior, cada unidad de producción eléctrica aporta una determinada firmeza al sistema, es decir, una capacidad de producción mínima probable que contribuye a cubrir la máxima demanda probable. A continuación se presenta un desglose de la firmeza por tecnología en el caso español, en el que se aprecian importantes diferencias. Por ejemplo, la firmeza de la eólica es del 7-8%. Esto se traduce en que la potencia eólica disponible tiene un 7-8% de probabilidad de cubrir la demanda máxima probable, con un 95% de probabilidad.

Tecnología		Firmeza
Eólica		7-8%
Nuclear, carbón y ciclos gas		90%
Hidroeléctrico		60% ¹³
Bombeos		85%
Solar	Termoeléctrica	20%
	Fotovoltaica	0% ¹⁴
Cogeneración		55%
Resto		65%

Tabla 3-1: Firmeza de generación por tecnología en España.

Fuente: Elaboración propia.

3.5 OPCIONES DESDE LA OFERTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Desde un punto de vista de la tecnología existen distintas alternativas para la cobertura de la demanda eléctrica. Las siguientes secciones constituyen un breve resumen de las principales opciones disponibles en la actualidad agrupadas en dos bloques: tecnologías renovables y convencionales. Como tecnologías renovables se han incluido aquellas que utilizan como energía primaria un recurso que se genera en periodos cíclicos con periodos razonablemente cortos. Bajo el epígrafe de tecnologías convencionales se han agrupado aquellas tecnologías tradicionales que han conseguido desarrollarse de forma amplia y contribuir de forma importante al consumo energético mundial (Figura 3-2).

Al final de esta sección también se han incluido los servicios con los que debe contar un sistema eléctrico de potencia para garantizar la cobertura de la demanda. Como complemento a todo lo anterior, se han comparado las tecnologías anteriores en base a sus costes y a su desarrollo tecnológico.

¹³ Media de centrales fluyentes (sin embalse), con escasa firmeza, y de centrales con embalse, con una elevada firmeza.

¹⁴ Se considera la demanda punta en invierno como demanda máxima probable, entre las 20:00 y las 22:00, por lo que la disponibilidad es nula.

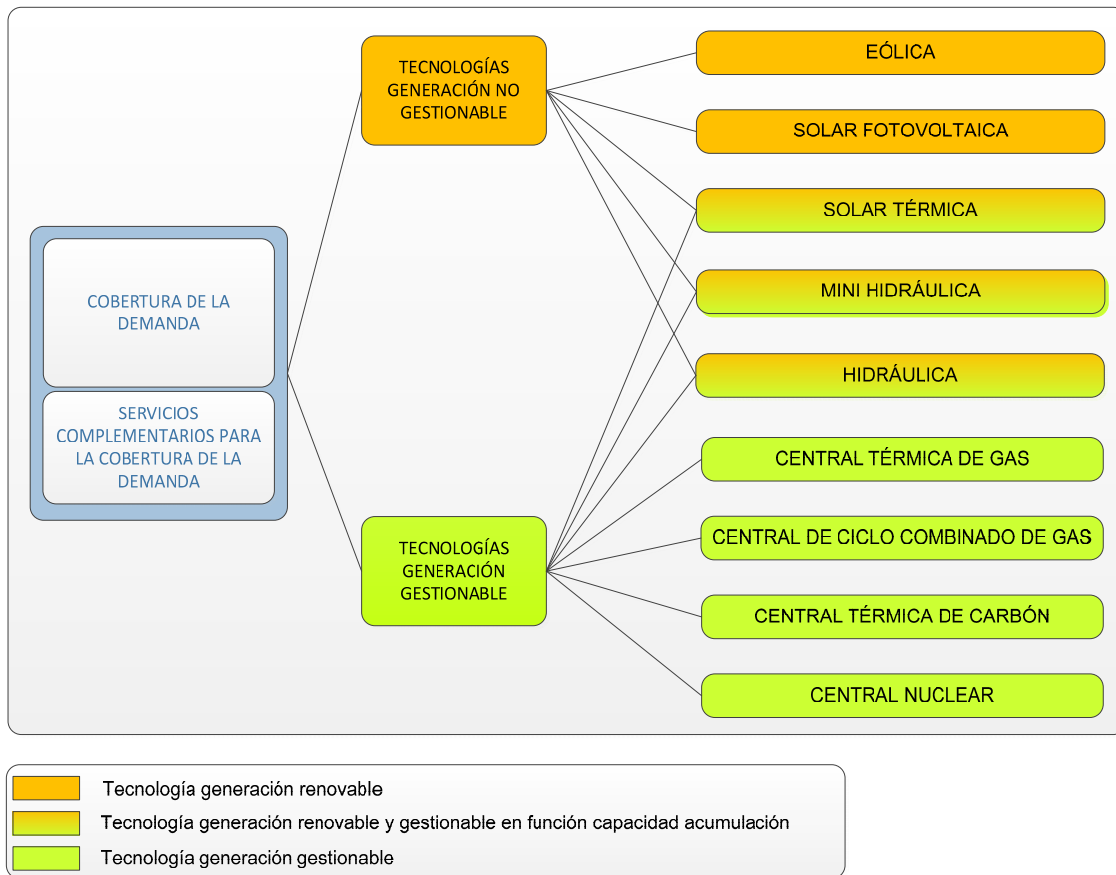


Figura 3-2: Opciones para la cobertura de la demanda de electricidad.

Fuente: Elaboración propia.

3.5.1 Tecnologías renovables

La descarbonización del sector eléctrico exige un desarrollo intensivo de las energías renovables, como condición necesaria para que el sistema resulte sostenible ambientalmente. Sin embargo, dicho desarrollo presenta importantes retos debido a la reducida firmeza de gran parte de sus tecnologías (principalmente eólicas y solares), y su impacto sobre los costes de producción del sistema eléctrico, como consecuencia de la importante reducción de costes que están experimentando (ver Capítulo 2).

La variabilidad y reducida gestionabilidad de las energías renovables condiciona su integración al sistema eléctrico y la necesidad de desarrollo de nuevas interconexiones con otros sistemas. Un nivel adecuado de interconexiones permite, en un contexto caracterizado por el elevado y creciente peso de la producción renovable, por un lado, dotar al sistema eléctrico de transporte de una flexibilidad que refuerza su estabilidad, permitiendo minimizar los “vertidos” de energía renovable, en ámbitos locales o nacionales, al tener que desacoplar de la red plantas de generación eléctrica renovable para ajustar a la baja la oferta, y así mantener el equilibrio con la demanda por consumo cuando se producen excedentes de energía producida.

En este sentido, el compromiso referido de alcanzar un 20% de participación de energías renovable sobre el consumo de energía final en 2020, conlleva un incremento en las interconexiones entre países muy superior a lo contemplado hasta el momento en la planificación del sistema de transporte.

A continuación se incluye una breve síntesis de las características básicas de cada una de las principales fuentes de generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovable [26].

3.5.1.1 Hidráulica

Una central hidráulica aprovecha la energía potencial del agua en el cauce de un río para convertirla primero en energía mecánica (movimiento de una turbina) y posteriormente en electricidad. Toda la energía hidráulica, independientemente de su tamaño, es una energía renovable gracias al ciclo hidrológico natural. Así se reconoce en la Directiva de la UE de promoción de fuentes renovables (Directiva 28/2009). Dentro de la energía hidráulica, cabe distinguir entre:

- *Regulable*, o con embalse, que aporta una elevada flexibilidad y firmeza. La central se sitúa por debajo de los embalses destinados a uso hidroeléctrico u otros fines. Estas centrales tienen la gran ventaja de almacenar el agua y poder emplearla en los momentos que más se necesiten.
- *Fluyente*, o sin embalse, o de tamaño muy limitado, lo cual reduce su flexibilidad y firmeza. Una central fluyente capta una parte del caudal del río, para la producción eléctrica hidráulica en la central, para posteriormente devolverlo al río.
- *Bombeo*. El bombeo es una tecnología muy flexible, que no es emisora. Tiene una elevada firmeza (más del 85% de su capacidad instalada es firme) similar a la de las tecnologías térmicas ya que es un ciclo cerrado, bombeándose agua en horas valle que luego se turbinan en horas punta para producir electricidad. Su eficiencia es elevada, aproximadamente del 70%, y su dinámica bombeo-turbinado contribuye a aplanar la curva de carga.

En la práctica, ninguna central hidráulica es regulable o fluyente pura. Todas tienen, en mayor o menor medida, una componente regulable y fluyente. En cambio, el bombeo sí puede ser puro, aunque suelen ser habituales las centrales hidráulicas regulables mixtas, con capacidad de bombeo al embalse.

Ni las centrales hidráulicas regulables ni las fluyentes son emisoras de GEI. Sin embargo, la energía primaria de ambas está sujeta a restricciones naturales (aportaciones hidráulicas y dimensiones de los embalses limitadas) lo que restringe su número de horas anuales de funcionamiento. Al tratarse energía autóctona, estas centrales contribuyen a reducir la dependencia energética.

Las centrales hidroeléctricas con regulación son el mejor complemento para gestionar la variabilidad de otras renovables. Por tanto, esta tecnología resulta gestionable y flexible, y se caracteriza por su firmeza y rápida capacidad de respuesta. Además, se encuentran libres de emisiones de CO₂. Sin embargo, presentan limitaciones en el número de horas de funcionamiento y en los condicionantes ambientales para su implantación.

El efecto sobre las emisiones y dependencia energética del bombeo depende de qué recursos se utilizan para almacenar la energía hidráulica y a qué recursos desplaza la energía descargada. Dado el perfil de demanda y recursos normalmente observados en los periodos de carga y descarga del almacenamiento hidráulico, el efecto del bombeo sobre ambos es positivo: la descarga evita más emisiones y uso de combustibles fósiles que los que la carga provoca.

3.5.1.2 Eólica

La tecnología eólica transforma la fuerza cinética del viento en electricidad a través de turbinas eólicas o aerogeneradores. Existen varios tipos de aerogeneradores que se diferencian por la disposición de su eje, horizontal o vertical, o del número de palas. Agrupando varios generadores se constituye un parque eólico, que a través de una subestación eléctrica colectora entrega su producción en su punto de conexión con la red de distribución o de transporte.

La potencia unitaria de los aerogeneradores de los parques eólicos se ha ido incrementando de forma progresiva, desde pocos cientos de kW a potencias superiores a 2 MW en la actualidad, con la configuración habitual de eje horizontal y tres palas.

Se trata de una tecnología muy consolidada, sobretodo en la ubicación *onshore* (en tierra). Presenta un menor grado de madurez la eólica *offshore* (ubicada mar a dentro), donde el recurso primario es más abundante. En tierra, a medida que se ocupan los emplazamientos con mayores horas de viento, la tecnología debe mejorar la capacidad de las palas para captación de viento a bajas velocidades.

La energía eólica es una energía fluyente. Su disponibilidad está condicionada a la del recurso eólico. Por ello, tiene una reducida firmeza y gestionabilidad.

A medida que se ha ido consolidando esta tecnología, los costes de producción de eólica han mostrado una fuerte reducción. El coste de producción de la energía eólica es hoy una quinta parte de lo que costaba hace 20 años, siendo en la actualidad la opción renovable más madura y competitiva. Su coste de inversión, según la información ofrecida en el Global Wind Energy Outlook 2014, se sitúa en torno a 1,25 millones de euros por MW [38].

3.5.1.3 Solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se basa en la captación de la radiación solar y su transformación en energía eléctrica, por medio de paneles compuestos por células fotovoltaicas. Estos módulos son dispositivos constituidos por células de materiales sensibles a la luz que desprenden electrones cuando los fotones inciden sobre ellos, convirtiendo energía luminosa en energía eléctrica.

El número de células que se montan en serie sobre los paneles, o módulos solares, permite conseguir el voltaje adecuado para las aplicaciones eléctricas. Los paneles captan la energía solar transformándola directamente en eléctrica en forma de corriente continua, que se convierte en energía alterna mediante inversores electrónicos de potencia que posibilitan su entrega o inyección a la red de distribución. En instalaciones aisladas de la red de distribución, su producción puede consumirse directamente, o bien, almacenarse en baterías para su consumo fuera de las horas de sol. Los módulos fotovoltaicos admiten tanto radiación directa como difusa, pudiendo generar energía eléctrica incluso en días nublados.

Su penetración está muy relacionada con la disponibilidad y abundancia del recurso solar. No presenta garantía firme ni es gestionable. La tecnología de fabricación de las células y su integración en los paneles sigue evolucionando con importantes mejoras en su rendimiento energético, así como en la reducción de sus costes en todas las etapas de la cadena de valor, desde materiales y procesos, hasta componentes y soluciones de instalación. Por ello, tiene una potencial convergencia con las energías convencionales a largo plazo.

Esta tecnología puede mejorar en el futuro su gestionabilidad mediante la instalación de sistemas de almacenamiento, pero con mayores costes de inversión y de mantenimiento posterior.

3.5.1.4 Solar Termoeléctrica

La energía solar termoeléctrica se basa en la captación de la radiación solar y su transformación en energía eléctrica. En la actualidad, en términos de potencia instalada y/o en construcción, la tecnología mayoritaria es la de colectores solares cilindroparábolicos (CCP), que concentran el calor en un tubo mediante espejos con dicha forma. En el referido tubo circula un fluido, típicamente aceite térmico que se calienta hasta los 400^o C, que en un ciclo termodinámico convencional, a través de un intercambiador de calor se genera el vapor que, posteriormente, se expande en una turbina clásica que mueve al

alternador para la generación de energía eléctrica. Al conjunto formado por la turbina, el alternador y los sistemas auxiliares asociados se le denomina “isla de potencia”.

Los colectores solares se mueven durante el día siguiendo la trayectoria del sol, de forma que la radiación solar inducida se concentre en todo momento sobre el tubo referido.

Con esta tecnología el campo solar sólo aporta calor de forma efectiva con radiación solar directa. Ello hace necesario contar con una aportación de calor –habitualmente gas natural- para que cuando no sea así (por ejemplo, un día nublado o por las noches) la temperatura del aceite térmico se mantenga en todo momento por encima de 212^oC para que no se deteriore. Esta dependencia del gas natural puede resultar especialmente relevante en función de las condiciones climáticas.

El almacenamiento térmico (Sistema Almacenamiento Térmico) se suele llevar a cabo mediante sales fundidas (nitratos potásico, sódico y cálcico), que en todo momento deben mantener una temperatura superior a los 220^oC para que no degeneren y deterioren la planta. Supone un sobredimensionamiento del campo solar (duplicar normalmente, o incluso, triplicar). Para mantener las sales fundidas a la temperatura adecuada es necesario disponer de otro intercambiador de calor a base de gas natural, especialmente relevante en invierno, cuando la temperatura exterior es baja y puede haber varios días seguidos sin sol.

En relación a la utilización de gas natural, si se utiliza para calentar el fluido térmico con la idea de generar electricidad cuando no hay irradiación solar, la eficiencia típica obtenida en este proceso es de un 20%, frente a una eficiencia del 50% cuando el mismo gas se quema en un ciclo combinado. La utilización de gas natural en los distintos procesos térmicos asociados al funcionamiento de la planta hace que una instalación solar termoeléctrica pueda alcanzar unas emisiones de CO₂ superiores en un 40% a las de una turbina equivalente de gas de un ciclo combinado. Otro aspecto condicionante para su emplazamiento es la disponibilidad agua para sus procesos internos, habitualmente escasa en las zonas aptas para su implantación.

Alrededor del 40% de sus costes de inversión provienen de la isla de potencia y el 60% del campo solar (estructuras, tubos, espejos, tanques) en el medio plazo se esperan ciertas reducciones de coste en la isla de potencia, pero las más importantes se conseguirán en el campo solar. En general, los análisis prospectivos muestran poco recorrido de reducción tanto en sus costes de inversión a largo plazo como en sus costes de operación y mantenimiento.

3.5.1.5 Otras tecnologías renovables

En este apartado se han incluido una breve descripción y análisis de otras tecnologías renovables cuyo uso no está muy extendido por lo que lo contribuyen significativamente a la cobertura de la demanda.

3.5.1.5.1 Biomasa

El término biomasa hace referencia a la materia orgánica que se produce en las plantas verdes a través del proceso de fotosíntesis, así como a la originada en los procesos de transformación de la primera, considerando tanto los que se producen de forma natural, como de forma artificial.

El método más directo para extraer y aprovechar la energía contenida en la biomasa es por medio de un proceso de combustión, de tal modo que su energía química se transforma en energía térmica. Este modo de proceder es adecuado siempre que se pueda hacer uso directo de la misma. En general, se puede decir que la biomasa no presenta unas buenas características para su uso directo, ya que tiene una densidad energética muy baja y un alto grado de humedad. Esto hace que, en numerosas ocasiones,

sea necesario someter a la biomasa a algún tipo de tratamiento que permita obtener sustancias con mejores características como combustible. Los diferentes tipos de tratamientos que se suelen utilizar se pueden clasificar en tres grupos: procesos de extracción, procesos termoquímicos y procesos bioquímicos. En cada caso, teniendo en cuenta las características específicas de la biomasa que vaya a ser utilizada, habrá que analizar cuál es el tratamiento más adecuado.

La biomasa es aprovechada principalmente para generar calor destinado a usos industriales y, sobre todo, domésticos. Sólo una parte de la misma –si bien cada vez más importante– es utilizada para generar electricidad. Normalmente, este tipo de aprovechamiento tiene lugar mediante sistemas de cogeneración, es decir, instalaciones que permiten la producción y aprovechamiento simultáneo de calor y electricidad.

3.5.1.5.2 Geotérmica

Las temperaturas que se alcanzan en el interior de la Tierra justifican sobradamente el interés por utilizar su energía térmica, a la que se denomina energía geotérmica. Algunas zonas concretas de la tierra suponen una excepción pues en ellas se producen anomalías geotérmicas, dando lugar a un gradiente de temperatura superior al habitual, entre 100 y 100 °C por kilómetro, teniendo especial interés aquellas que se encuentran a profundidades asequibles. Estas anomalías se deben a formaciones geológicas que han favorecido la ascensión de magma caliente que ha quedado atrapado entre rocas volcánicas, en zonas próximas a la superficie. Se dice entonces que hay yacimientos geotérmicos.

La energía geotérmica se puede emplear como fuente de calor (directamente o mediante un fluido intermedio) y para la producción de electricidad, según la temperatura del recurso geotérmico. Así, los recursos de alta temperatura (más de 150 °C) y media temperatura (entre 150 °C y 90 °C) se suelen emplear en la producción de electricidad. Los últimos también se aprovechan en procesos industriales. Los recursos de baja temperatura (entre 90 °C y 30 °C) se utilizan en aplicaciones de calefacción. Por último, la energía geotérmica superficial (menos de 30 °C) es aprovechable para climatización mediante el empleo de bombas de calor.

3.5.1.5.3 Origen marino

Una gran parte de la energía contenida en la radiación solar que incide sobre la superficie de la Tierra es absorbida por los océanos, esencialmente porque éstos ocupan las tres cuartas partes de la superficie total de la misma. La absorción de dicha energía tiene lugar en una estrecha franja de agua superficial, que se calienta, creándose un gradiente térmico con la profundidad. De igual modo, se crean gradientes térmicos entre puntos de diferente latitud, ya que las zonas de menor latitud, como el trópico, reciben mayor radiación solar.

La existencia de los mencionados gradientes condujo a que se planteara la posibilidad de utilizar la energía térmica del océano mediante motores térmicos. Este modo de energía marina se le conoce con el término de energía maremotérmica. Hay que señalar que los gradientes térmicos son bajos y por lo tanto no se obtienen rendimientos elevados en las instalaciones desarrolladas. Por otro lado, la gran inercia térmica de los océanos, hace que estos tengan una gran estabilidad térmica independientemente del momento del día o de la estación del año, lo que evita la necesidad de un sistema de almacenamiento.

Otra forma de energía marina es la asociada a las mareas y corrientes, denominada energía maremotriz. Las mareas se originan como consecuencia de la variación que experimentan las fuerzas de atracción ejercidas por la Luna y la Tierra sobre un punto concreto de la Tierra a medida que ésta va girando. Esta

variación en la fuerza gravitacional es la que provoca el movimiento de subida y bajada del agua, apreciándose oscilaciones diarias y estacionales desde algunos centímetros hasta más de 10 m. En este caso es la energía potencial del agua la que se intenta aprovechar.

Las corrientes de mareas se dan en zonas costeras donde el lecho marino fuerza al agua a fluir por canales estrechos. Estas corrientes fluyen en dos direcciones: hacia el interior de la costa (flujo) y retirada hacia el mar (reflujo). La velocidad de la corriente en las dos direcciones varía desde cero (en el cambio de dirección) hasta un máximo. Estas variaciones de la marea, tanto la subida y bajada de la marea como las corrientes de flujo y reflujo, se pueden aprovechar para generar electricidad. En este caso se intenta aprovechar la energía cinética.

Finalmente, también hay que contemplar como energía marina la que transportan las olas (undimotriz), las cuales se originan por la acción del viento sobre la superficie del mar. Las olas tienen energía mecánica, y al contrario de lo que sucede con la energía maremotérmica, el valor de la amplitud y la frecuencia de las mismas varía de un punto a otro y de un instante a otro, lo que dificulta su aprovechamiento. Sin embargo, y a pesar de las dificultades, se han desarrollado diversos sistemas para convertir dicha energía en energía mecánica de rotación en un eje para accionamiento de máquinas.

3.5.2 Tecnologías convencionales

A continuación se incluye una breve síntesis de las características básicas de las principales fuentes de generación eléctrica a partir de fuentes de energía convencional. El incremento de la producción eléctrica mediante energías renovables intermitentes reduce las horas de funcionamiento de las tecnologías de producción eléctrica térmica convencional e incrementa el valor relativo de aquellas centrales que son flexibles, lo que les perjudica en el despacho de su energía [26].

3.5.2.1 Central térmica de gas

La turbina de gas es una central que básicamente utiliza la combustión de gas natural para generar electricidad, mediante una turbina en ciclo abierto que arrastra un alternador para la generación de energía eléctrica.

Su principal ventaja es su alta capacidad de gestión y su rapidez de respuesta. Las turbinas de gas resultan muy adecuadas para un reducido número de horas de funcionamiento anual. Esto las convierte en centrales adecuadas para su utilización en periodos de punta de demanda. Su coste por MWh generado es muy sensible al precio de gas, y emiten elevadas cantidades de CO₂ (aproximadamente 560 kgCO₂/MWh).

La turbina de gas resulta mucho más sencilla que el ciclo combinado de gas natural, que a continuación se expone. En relación con éste, tiene un menor coste de inversión y una mayor flexibilidad, pero un menor rendimiento y, por tanto, un mayor coste de funcionamiento.

3.5.2.2 Central de ciclo combinado de gas

En el ciclo combinado de gas natural, CCGT por sus siglas en inglés, coexisten en un mismo sistema dos ciclos termodinámicos. Esta tecnología utiliza de forma conjunta la combustión de gas natural (turbina de gas) y el vapor de agua generado con los gases de escape (caldera de recuperación y turbina de vapor) para generar electricidad. El funcionamiento complementario de estos dos ciclos termodinámicos permite alcanzar rendimientos energéticos muy elevados, alrededor del 57% (de forma simplificada, un rendimiento del 57% supone que por cada unidad de energía primaria utilizada – a partir de gas natural-

se obtienen 0,57 unidad de energía final, en forma de electricidad), muy superior al correspondiente a una central térmica convencional.

Los ciclos combinados tienen una elevada flexibilidad. Son capaces de aumentar su producción desde su mínimo técnico a plena carga en apenas una hora, e incluso arrancar o parar en menos de cuatro horas.

Tienen una elevada firmeza: más del 90% de su potencia instalada es firme. Además, emiten una menor cantidad de CO₂ (en torno a 350 kg CO₂/MWh) que las centrales de carbón.

Desde el punto de vista de la seguridad energética, la inexistencia de reservas de gas a nivel país hace necesaria la importación, lo que afecta negativamente a la dependencia energética del exterior. La vulnerabilidad ante una potencial interrupción de suministro se debe limitar a través de la diversificación de los orígenes y gaseoductos, así como de la capacidad de regasificación de gas natural licuado (GNL), que permite importar gas por barco desde prácticamente cualquier país en caso necesario.

3.5.2.3 Central térmica de carbón

Esta tecnología utiliza la combustión de carbón pulverizado para generar electricidad. El carbón se pulveriza finamente antes de ser quemado en la cámara de combustión. Esta cámara contiene multitud de finas tuberías en cuyo interior el agua se vaporiza. El vapor se expande en una turbina que arrastra un alternador para la generación de energía eléctrica. Las centrales de carbón tienen una flexibilidad limitada por factores técnicos intrínsecos a esta tecnología, pero con una elevada firmeza: más del 90% de su potencia instalada es firme.

Por la abundancia de las reservas en el mundo distribuidas en zonas geopolíticamente estables, la logística del suministro de su energía primaria (carbón) no se encuentra expuesto a riesgos significativos.

A diferencia de las otras tecnologías que operan con combustibles fósiles, las centrales de carbón tradicionales son firmes, con gestionabilidad limitada y tienen una vida útil limitada. Además generan altas emisiones de CO₂ (950 Kg CO₂/MWh), NO_x y azufre. Las centrales de carbón super-crítico funcionan a temperaturas y presiones por encima del punto crítico del agua, lo que mejora su eficiencia respecto a las centrales térmicas convencionales de carbón. Con ello, reducen sus niveles de emisión de CO₂, aunque éstos siguen siendo elevados (750 Kg CO₂/MWh). Como consecuencia, el carbón difícilmente representa un respaldo adecuado para las renovables intermitentes debido a su escasa flexibilidad operativa y al impacto medio ambiental de sus emisiones, a pesar de su evolución tecnológica.

Para cumplir con las crecientes limitaciones medioambientales, es necesario tratar emisiones contaminantes incorporando equipos específicos (desulfuradoras y desnitrificadoras). Además del incremento sobre el coste fijo por la mayor inversión necesaria, estos equipos reducen la eficiencia de la central e implican un mayor coste variable por MWh producido.

Las elevadas reservas de carbón otorgan a esta tecnología a nivel internacional un papel importante en el futuro mix de generación, pero necesariamente vinculado con el desarrollo e implantación de técnicas de captura y almacenamiento de CO₂ que permitan mitigar sus elevadas emisiones.

En la actualidad, la captura y almacenamiento de CO₂ no convierte el carbón en una tecnología libre de emisiones, puesto que se capta el 90% de las emisiones, liberándose a la atmósfera el 10% restante. Por otra parte, la escasez de emplazamientos para almacenamientos confiere a esta tecnología un papel poco destacable en la generación de electricidad, en un contexto de objetivos de reducción de emisiones cada vez más exigente.

3.5.2.3.1 Captura y almacenamiento de CO₂

La Captura y Almacenamiento de CO₂ (CCS¹⁵) permitirá evitar buena parte (aprox. 90%) de las emisiones de CO₂ a la atmósfera que realizan las centrales térmicas convencionales, básicamente carbón y ciclos combinados. No se espera un despliegue comercial del CCS antes de 2020 con un plazo de maduración de previsto que supera el 2030. Como antes se indicó, su contribución a la reducción de emisiones debe tener en cuenta que no evita totalmente las emisiones a la atmósfera de CO₂, al capturar alrededor del 90% de las mismas.

Cuando el CCS esté comercialmente disponible, las centrales convencionales referidas actualmente en operación ya habrán agotado su vida útil. Por ello, resulta razonable considerar el CCS sólo para nuevas centrales, como palanca de reducción relevante de emisiones solo para horizontes a partir de 2030.

En la actualidad, se están considerando tres posibles procesos de Captura (oxi-combustión, pre-combustión y post-combustión) todos aparentemente con similar coste y ratio de efectividad. El coste se compondría básicamente de la inversión en equipos; el coste de operación y mantenimiento asociado a los mismos; y la reducción del rendimiento traducida en una mayor cantidad de combustible y una mayor emisión de CO₂ por MWh producido.

La fase de Almacenamiento es la que presenta mayor incertidumbre. Se podrían utilizar los yacimientos agotados de petróleo o de gas, o bien acuíferos salinos a gran profundidad. En el caso de Europa Occidental cabe señalar:

- Los yacimientos agotados de Mar del Norte (offshore) con un elevado potencial de almacenamiento;
- La disponibilidad de acuíferos salinos profundos es incierta. En teoría el potencial a nivel agregado es alto, aunque son probables fuertes diferencias regionales. De hecho es también en el Mar del Norte donde se sitúan los acuíferos salinos mejor definidos.

El potencial del CCS EN España parece hoy más bien reducido, ya que se dispone de muy pocas reservas de carbón, no hay yacimientos agotados relevantes y parece que el potencial de acuíferos salinos profundos es limitado (indirectamente señalados por la dificultad para desarrollar almacenamientos de gas). Por ello, parece probable que el almacenamiento deba ser distante e incluso offshore, lo cual implica inevitablemente un mayor coste.

En cuanto al transporte, para conectar puntos de captura con almacenamientos será necesario desarrollar una red de transporte de CO₂. Su coste dependerá, entre otros factores, de la distancia entre las Centrales al punto de almacenamiento y la condición de éste (onshore u offshore). Al igual que ocurre con el almacenamiento, el coste del transporte también resulta muy incierto.

3.5.2.4 Central nuclear

Desde una descripción muy simplificada, la electricidad de origen nuclear se origina a partir de la energía que se libera en la división de los átomos de uranio, en un proceso denominado fisión. La energía de fisión se utiliza para producir vapor, destinado a una turbina para generar electricidad. Un análisis a largo plazo de la tecnología nuclear debe incluir el seguimiento de la investigación que se está llevando a cabo en el ámbito de la fusión nuclear, que se base en la energía que se libera de la unión entre los átomos. La fusión nuclear resolvería los problemas asociados a la fisión nuclear, fundamentalmente derivados de la necesidad de combustible nuclear y de la gestión de los residuos radiactivos.

¹⁵ CCS: Carbon Capture and Storage, Captura y almacenamiento de CO₂.

El uranio es un recurso no renovable, que se extrae a cielo abierto o en minas subterráneas. Una vez extraído, el mineral de uranio se envía a una planta de procesamiento para concentrarse en pastillas de óxido de uranio, que configuran el combustible útil. Posteriormente el combustible enriquecido es transportado a la planta de energía nuclear.

En la planta de energía el uranio genera una reacción nuclear controlada en cadena que produce calor. Este calor se utiliza para generar vapor, que es utilizado por una turbina para generar electricidad.

Además de su firmeza, las centrales nucleares destacan por estar libres de emisiones y por tener unos costes muy estables, independientes del petróleo y del CO₂. Además, pueden renovarse para prolongar su vida útil de forma rentable. En cambio, presentan el inconveniente de no ser gestionables, de tener unos costes elevados e inciertos de inversión y poca aceptación social en países desarrollados.

Las centrales eléctricas nucleares no emiten dióxido de carbono, dióxido de azufre u óxidos de nitrógeno. No obstante, cada 18 o 24 meses, las centrales nucleares tienen que parar para reemplazar el combustible de uranio “gastado”. A este combustible “gastado” se le ha extraído la mayor parte de su energía como resultado del proceso de fisión, convirtiéndose en un residuo radiactivo. En la actualidad, los residuos radiactivos se almacenan en las propias centrales nucleares en la que se generan, ya sea en bóvedas de hormigón llenas de agua o de acero sobre el suelo, o en contenedores de hormigón armado con un recubrimiento interior de acero. Muchos países, entre ellos España, se están planteando la construcción de almacenes centralizados.

El análisis tecnológico prospectivo de la AIE muestra a la energía nuclear como necesaria para alcanzar el cumplimiento del objetivo de alcanzar una reducción de emisiones compatible con el calentamiento global de 2°C, ya que es la única que combina la fiabilidad de su producción con nulas emisiones, aunque su papel como respaldo para las renovables es bastante limitado.

Las consecuencias sobre la población y el medio ambiente, así como aquellas de carácter económico y político tras el accidente ocurrido en la Central nuclear Fukushima en marzo 2011, tras las explosiones en los edificios que albergaban los reactores nucleares, fallos en los sistemas de refrigeración, triple fusión del núcleo y liberación de radiación al exterior, como consecuencia de los desperfectos sufridos en dicha instalación por el terremoto, de magnitud 9,0 en escala Richter, en la costa nordeste de Japón al que después siguió un tsunami, se han traducido en programas de desmantelamiento de este tipo de centrales y el abandono del desarrollo de esta tecnología para producción de energía eléctrica en Japón y Alemania.

3.5.3 Servicios para la cobertura de la demanda

Al analizar las opciones tecnológicas disponibles, junto con la firmeza y la flexibilidad de entrega de la producción de energía eléctrica, y su coste, para poder decidir su participación –técnica y económica- en la cobertura de la demanda eléctrica es necesario identificar los servicios complementarios necesarios que pueda proveer al sistema eléctrico. De este modo, se podrán realizar las oportunas comparaciones entre dichas opciones tecnológicas en términos de sostenibilidad económica, medio ambiental y social, determinando qué tecnologías poseen las características más adecuadas para prestar los servicios referidos.

Con la participación prevista para las energías renovables en el futuro (35% de la energía eléctrica deberá ser en 2020 de origen renovable, de acuerdo con el objetivo europeo); y sus características de producción, no firme y no flexible, para asegurar la cobertura de la demanda eléctrica, con la seguridad y la calidad exigibles, las diferentes opciones tecnológicas se pueden agrupar del siguiente modo:

- **Tecnologías renovables no gestionables.** Son tecnologías de producción intermitente en función de la disponibilidad de su recurso o energía primaria (por ejemplo, energía eólica, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica). Al ser intermitentes (reducida firmeza y flexibilidad), dada la dificultad de su previsibilidad a medio y largo plazo, requieren centrales de respaldo para cubrir la demanda. Su papel fundamental es evitar el consumo de combustibles fósiles y así reducir las emisiones y la dependencia energética.
- **Tecnologías de punta / respaldo a las intermitentes.** Estas tecnologías se caracterizan por ser recursos con alta firmeza y flexibilidad, adecuadas tanto para atender las puntas de demanda como las caídas en la producción de las renovables, cuando falta el viento o el sol. Son centrales que funcionan pocas horas al año (1.000-2.000 horas/año). Este servicio lo suelen ofrecer las turbinas de gas, por sus bajos costes de inversión (a pesar de sus elevados costes de funcionamiento), centrales de hidráulica de embalse, por su capacidad de almacenar energía potencial, y centrales de bombeo, por su capacidad de cargar sus embalses en horas de baja demanda y precio.

Además, en estos recursos de respaldo cabría considerar el almacenamiento de aire comprimido (CAES, en sus siglas en inglés), así como los ciclos combinados y las turbinas de gas que, aún siendo tecnologías emisoras, al prestar el servicio de generación en punta o respaldo producirán durante un número reducido de horas, registrando pocas emisiones.

Los costes del bombeo, y de la hidráulica regulable son en principio los más competitivos. Además, estos dos recursos constituirán en mayor medida a los objetivos de sostenibilidad ambiental.

- **Tecnologías de llano / respaldo a las intermitentes.** Son tecnologías con un número de horas de funcionamiento intermedio (3.000-5.000 horas/año), con elevada firmeza y flexibilidad media. Se encuentran enmarcadas en este servicio las centrales de ciclo combinado y de carbón. Como se ha visto anteriormente las actuales centrales convencionales de carbón como las posibles nuevas centrales supercríticas tiene unos niveles de emisiones de CO₂ superiores a las de los ciclos (ciclo combinado 365 kg CO₂/MWh; carbón actual 950 kg CO₂/MWh; carbón súper-crítico 750 kg CO₂/MWh).
- **Tecnologías de base.** Son tecnologías que funcionan un número de horas elevado (6.000-8.000 horas/año) por lo que son típicamente centrales con bajos costes de funcionamiento que permiten compensar sus elevados costes de inversión. Su generación es firme pero no necesariamente flexible, ya que suelen tener como objetivo producir de forma continua. En este tipo se clasifica la tecnología nuclear. También podrían quedar incluidas en esta apartado la tecnología carbón y ciclos combinados de gas. La tasa de emisiones de este tipo de centrales es un factor importante a considerar, dado el elevado número de horas de funcionamiento esperado.

En el ámbito de la energía nuclear como tecnología base señalar dos posibles escenarios:

- Mantener el parque actual, realizando las inversiones necesarias para alargar su vida útil para llegar en su conjunto hasta la década de 2040. Si se mantiene la limitación de la vida útil las centrales nucleares, la tecnología firme que requiere el sistema tendrá que ser provista por tecnologías emisoras (ciclos combinados y carbón) dificultando el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones, junto con el impacto económico derivado de no contar con esta opción, al incrementarse los costes de generación en el sistema.
- Desarrollar un nuevo parque nuclear, pero dado el cuestionamiento socio político entorno a esta tecnología tras los últimos accidentes y el plazo de maduración de estas inversiones (en torno a 12 años) no podría estar disponible en el horizonte 2020.

Respecto a los ciclos combinados y las centrales de carbón. En el caso del carbón, tanto la tecnología actual como el esperado desarrollo del carbón súper-crítico, al funcionar como

energía de base supondrían un volumen de emisiones muy significativo que dificultaría enormemente la consecución de los objetivos de emisiones. Por ello, para cumplir los objetivos de emisiones sería recomendable:

- Minimizar la participación del carbón actual como energía de base futura por sus elevadas emisiones.
- Considerar el carbón súper-crítico pero incorporando sistemas captura y almacenamiento de CO₂ (CCS, por sus siglas en inglés). Sin embargo, se espera que el CCS no sea una tecnología comercialmente madura hasta pasado el año 2030 y con un coste incierto pero previsiblemente elevado (especialmente en el caso de España, en donde la carencia de potenciales almacenamientos implicaría un transporte a larga distancia y probablemente offshore).

3.5.4 Comparativa de costes entre tecnologías

En este apartado se analizan de forma resumida los costes para centrales nuevas, utilizando como base los escenarios de precios de materias primas energéticas que contempla la AIE en su WEO 2010 para el horizonte 2030. Como se aprecia en el siguiente cuadro, se prevé un incremento de los costes energéticos en el horizonte 2030, derivado de la presión de la demanda mundial de energía y de unas exigencias crecientes en materia de regulación ambiental.

	2009 ¹⁶	2020	2030
Petróleo (\$/barril)	60,4	99,00	110,00
Gas natural (\$/MBTU)	7,4	11,6	12,9
Carbón (\$/ton)	97,3	101,7	105,6
Derecho CO₂ (\$/ton)	22,00	38,00	46,00
Tipo de cambio (\$/€)	1,39	1,39	1,39

Tabla 3-2: Escenario de precios de las materias primas energéticas en el horizonte 2030.

Fuente: World Energy Outlook 2010, AIE (WEO).

A partir del escenario de precios de las materias primas energéticas en 2030, se muestran en la Figura 3-3 los costes normalizados de las tecnologías de generación en dicho horizonte temporal. En general, los costes son elevados y se encuentran en una franja similar, exceptuando las tecnologías solares. No obstante, se pueden identificar algunas diferencias entre ellas.

Dentro de las tecnologías renovables, la energía eólica se muestra como la más competitiva por su elevado grado de madurez tecnológica y comercial. Entre las tecnologías de base, la energía nuclear es la que registra un menor coste –alrededor de 70€/MWh-, mostrándose también como una cobertura del riesgo frente a incrementos futuros en los precios en las materias primas energéticas y en los derechos de emisión de CO₂.

¹⁶ Precios reales.

En el caso de las tecnologías de punta o respaldo, el bombeo y el ciclo combinado de gas se presenta entre las opciones más eficientes, por sus ventajas técnicas y de coste, tal y como se indicó en el apartado anterior.

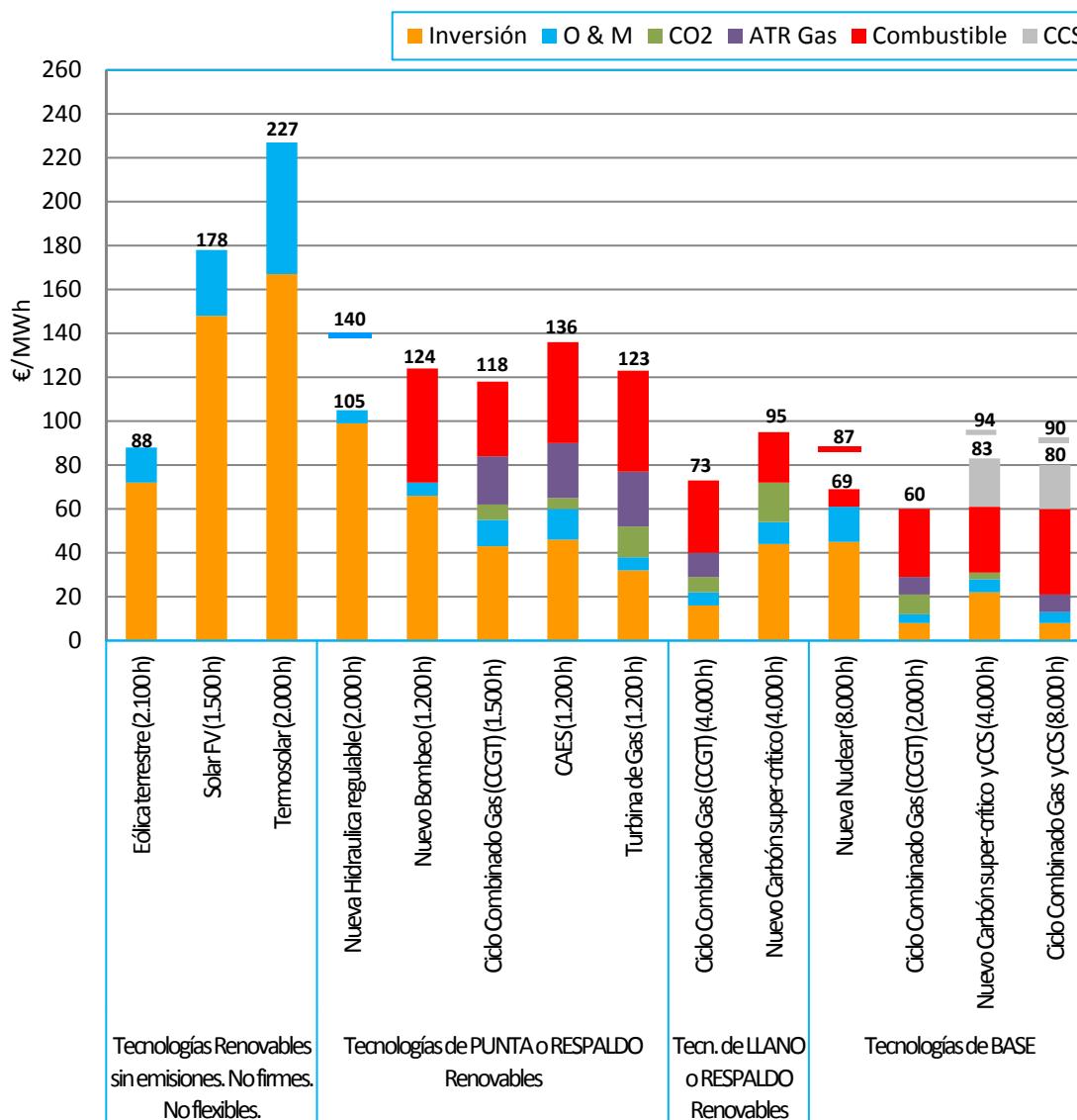


Figura 3-3: Coste normalizado de generación de electricidad por tecnología (€/MWh) en el horizonte 2030.

Fuente: Elaboración propia a partir de [26], con información procedente del EPRI, ESAA y Eurelectric, utilizando escenarios de precios de las materias primas energéticas del WEO 2010 de la AIE. No incluye el peaje sobre la producción eléctrica, no discriminatorio (tecnología y régimen), por el uso de las redes de transporte y distribución. En Europa, Reglamento UE 838/2010 (entre 0 y 2,5 €/MWh). En España, RDL 14/2010 (0,5 €/MWh).

3.5.5 Evolución tecnológica

En el horizonte 2035-2050 se presenta un periodo clave en la transición hacia un modelo energético a nivel global [39]. Desde el punto de vista tecnológico, será fundamental hacer un seguimiento de los posibles desarrollos en la cadena de valor del abastecimiento de energía eléctrica a la sociedad.

Algunos posibles avances a seguir de cerca en este horizonte serían:

- **Evolución de las curvas de desarrollo tecnológico de las energías renovables.** Esto es especialmente importante en el caso de aquellas tecnologías que muestran importantes expectativas de reducción de costes a futuro, aún cuando en la actualidad tenga unos costes elevados, como es el caso de la tecnología solar fotovoltaica y, especialmente, la solar termoeléctrica.
- **Evolución técnica de la energía nuclear.** Dentro de este ámbito habrá que prestar especial interés a la gestión de los residuos radiactivos y a los proyectos de nueva capacidad de generación nuclear que se desarrollen a nivel global, que permitirán un mayor conocimiento sobre las características técnicas y económicas de los reactores de tercera y cuarta generación.
- **Necesidades en el ámbito de interconexiones y redes.** En cuanto a las interconexiones, el creciente papel de las energías renovables en el sistema europeo requerirá un incremento drástico de las interconexiones entre las redes de transporte para mantener unos adecuados niveles de seguridad de suministro. En el ámbito de redes, será especialmente relevante el desarrollo de las redes inteligentes (ver 7.3).

Las **redes inteligentes** implican una total modernización de la red eléctrica, para permitir automatizar la operación de las redes y la gestión activa de la demanda, mediante la incorporación de equipamientos digitales y su soporte desde las nuevas tecnologías de comunicación e información. Su integración posibilitará la prestación de nuevos servicios, la mejora de la calidad y seguridad del suministro, junto con el desarrollo de nuevas capacidades de atención a los clientes, así como integrar en el sistema eléctrico de manera eficiente los nuevos recursos energéticos distribuidos (energías renovables e instalaciones de almacenamiento de energía), el vehículo eléctrico, o el equipamiento doméstico inteligente.

Este despliegue tendrá implicaciones sobre la demanda eléctrica, posibilitando el desplazamiento del consumo punta al valle, y la gestión eficiente de los activos del sistema eléctrico, desde el mayor conocimiento de los perfiles de consumos reales de los consumidores, y la mejora en la observabilidad de los puntos de conexión a la red de los distintos usuarios de la misma (telegestión de los equipos de medida; supervisión de los parámetros de red y sistemas de paso de falta; así como la ampliación del alcance del telemando y automatización actuales)

- **Evolución de la captura y almacenamiento de CO₂ y su incorporación a las centrales térmicas.** Todos los análisis de prospectiva tecnológica otorgan un papel muy importante a esta medida, que todavía cuenta con un elevado grado de incertidumbre tecnológica y de coste.
- **Desarrollos en materia de tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC); y nuevos materiales para su aplicación en el ámbito de la edificación y el transporte.** Estos dos bloques se han identificado como los principales ámbitos que marcarán la sostenibilidad del sector energético.
- **Desarrollo del almacenamiento distribuido de energía.** En la actualidad existe un cierto número de tecnologías de almacenamiento cada una de ellas en un determinado estado de madurez y características técnicas (bombeo, almacenamiento de aire comprimido, etc.). Las características de cada tecnología y su evolución futura condicionarán el papel que ostentará el almacenamiento energético distribuido en el futuro.
- **Evolución de las tecnologías en el ámbito del hidrógeno.** En función de la evolución tecnológica registrada el papel del hidrógeno puede llegar a ser muy relevante como sistema de almacenamiento a largo plazo, además de ser reutilizable para su transformación en energía, podría resultar un combustible alternativo para el transporte.
- **Vehículo eléctrico.** El papel del vehículo eléctrico en la sostenibilidad de la movilidad y del transporte es un concepto sobre el que existe un amplio consenso. Desde el punto de vista tecnológico, la clave está en la evolución de las baterías, cuya mejora conlleva el incremento de las prestaciones y autonomías de este vehículo, lo que fomentará su desarrollo e implantación.

3.6 INFRAESTRUCTURAS DE RED

Las inversiones en infraestructuras de redes de transporte y distribución son necesarias y complementarias a las de generación, para compatibilizar el aumento de la producción con fuentes de energías renovables distribuidas y conseguir los objetivos marcados en las políticas energéticas, salvaguardando la seguridad y calidad del suministro eléctrico que abastece su demanda por consumo.

El nuevo escenario, con una importante participación de los recursos energéticos renovables distribuidos, requiere un incremento general de la fiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto. Las redes de distribución eléctrica, diseñadas para llevar energía desde las redes de transporte a los centros de consumo, deberán ser capaces de integrar o acoger una mayor penetración de las fuentes de generación eléctrica renovable distribuida.

La distribución es la principal responsable del ámbito de la calidad del suministro. La calidad del suministro y la retribución de la actividad son las bases de la regulación de esta actividad. Existen aspectos regulatorios pendientes de desarrollo normativo o de reforma, en Europa y, en particular, en España, por ejemplo: el tratamiento del régimen de autoconsumo, los procedimientos o códigos de operación de red, etc.). Esta situación condiciona el desarrollo de las redes necesarias, desde el reconocimiento suficiente a los capitales invertidos.

Las redes inteligentes fomentarán un uso sostenible y eficiente del servicio eléctrico, y de la propia red, propiciando la reducción de pérdidas, la disminución de emisiones, abaratando los costes de operación y mantenimiento, y mejorando la calidad del servicio. Pero toda evolución tecnológica sobre un suministro esencial, con alcances sobre el modelo de negocio de sus actividades industriales reguladas conlleva importantes inversiones. Inversiones (ver Capítulo 7) cuya tecnología no se encuentra exenta de recorrer el necesario proceso de maduración y de adaptación a las condiciones de un sistema eléctrico de potencia. De ahí la condición necesaria de anticipar, en lo posible, a dicha evolución tecnológica el soporte regulatorio y normativo, que proporcione el necesario marco legal, estable y predecible, para acometer las inversiones necesarias, intensivas en capital y de largo plazo de amortización, que la sociedad rentabiliza a largo plazo.

3.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 3

Para compatibilizar la cobertura de la demanda eléctrica con un desarrollo sostenible de la sociedad, en el Capítulo 3 se identifica la necesidad de adoptar medidas desde el sector energético en dos ámbitos de actuación: en las políticas de demanda y en las políticas de oferta.

En el ámbito de la demanda, las políticas de eficiencia y ahorro energético establecen las principales actuaciones. En el ámbito de la oferta, las medidas adoptadas fomentan opciones tecnológicas que permitan reducir el peso de los recursos fósiles en el balance energético y con ello, la reducción de las emisiones, favoreciendo la autonomía energética en fuentes primarias de producción de energía eléctrica.

La aportación del modelo que se formula en la presente tesis se centra en el **ámbito de la oferta**, propiciando una gestión proactiva y flexible de las redes eléctricas y de los recursos energéticos conectados a las mismas, preservando la calidad y seguridad de su suministro, y posibilitando la participación activa del consumo, desde el **ámbito de la demanda**.

Los retos de sostenibilidad en materia económica, ambiental y de seguridad energética del modelo energético global se refuerzan incluso más en la crisis económica que atravesamos. El reto del cambio

climático sigue plenamente vigente, con la necesidad de reducir las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) un 50% en 2050 si se quiere limitar el incremento global de la temperatura por debajo de los 2^oC.

Desde el punto de vista social, el modelo energético global no permite el acceso a formas avanzadas de energía (principalmente electricidad) a 2.000 millones de personas. Una economía basada en el consumo de recursos energéticos fósiles finitos verá comprometida su competitividad ante el previsible crecimiento tendencial que experimentarán sus precios, salvo que se consiga mitigar en parte el crecimiento esperado en los precios del petróleo, debido a la reducción de la demanda asociada a la implantación de las políticas ambientales comprometidas.

Resulta decisiva la contribución del sector eléctrico en la sostenibilidad del conjunto del sector energético. Su madurez tecnológica hace que cuente con muchas de las opciones más eficientes de mitigación de emisiones, tanto por el lado de la oferta (energías renovables y redes inteligentes) como por el lado de la demanda (mejoras de eficiencia energética en las aplicaciones finales de la electricidad).

La necesidad de mantener el equilibrio entre la producción y la demanda por consumo de electricidad en todo momento exige una combinación adecuada de tecnologías (mix de generación) que doten de **firmeza y flexibilidad** al sistema. La criticidad de la flexibilidad seguirá aumentando, con motivo de la mayor penetración de fuentes de generación de origen renovable no gestionable. La generación conectada al sistema en su conjunto ha de ser al menos tan flexible como variable la demanda.

Cada unidad de generación eléctrica aporta una determinada firmeza al sistema, es decir, una capacidad de producción mínima probable que contribuye a cubrir la máxima demanda probable. En este sentido, las redes constituyen un elemento fundamental por su contribución a la firmeza del sistema pues, a través de un servicio fiable, tienen la responsabilidad de llevar la producción eléctrica hasta los centros de consumo.

En el presente capítulo se ofrece una breve panorámica de las principales opciones disponibles en la actualidad para la cobertura de la demanda eléctrica y sus servicios complementarios, incluyendo una comparativa de costes entre las distintas tecnologías, la evolución esperada de las mismas.

Las inversiones en infraestructuras de redes de transporte y distribución forman parte de las actuaciones en el ámbito de la oferta para asegurar de modo sostenible la cobertura de la demanda de electricidad. Resultan complementarias a las de generación eléctrica al compatibilizar el aumento de la producción con fuentes de energías renovables distribuidas, vinculado a conseguir los objetivos marcados en las políticas energéticas, salvaguardando la seguridad y calidad del suministro eléctrico que abastece su demanda por consumo.

Las redes inteligentes promoverán un uso sostenible y eficiente del servicio eléctrico, y de la propia red, propiciando la optimización de pérdidas, la disminución de emisiones, abaratando los costes de operación y mantenimiento, y mejorando la calidad del servicio. La evolución tecnológica necesaria con alcances sobre el modelo de negocio de sus actividades industriales reguladas, conlleva importantes inversiones. Esta evolución tecnológica requiere del necesario soporte regulatorio y normativo previo, estable y predecible, que permita acometer dichas inversiones, intensivas en capital y de amplio plazo de amortización, que la sociedad rentabiliza a largo plazo.

CAPÍTULO 4: EFECTOS DE LA INTEGRACIÓN DE LAS FUENTES INTERMITENTES DE ENERGÍA RENOVABLE SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO Y LAS REDES ELÉCTRICAS

4.1 INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico apoya la decisión de la UE de alcanzar al menos una participación del 20% de las energías renovables en el conjunto del consumo de todos los tipos de energía final. En términos de generación de electricidad, en general se espera que la participación de las energías renovables pueda ser superior al 20% acordado (se estima entre 30-35% de todas las fuentes de generación eléctrica), y que el aumento de la producción de las energías renovables se apoyará en fuentes intermitentes y no gestionables, como la eólica y la solar.

De todos los recursos renovables energéticos (RES¹⁷) se espera [40] que la participación del viento y energía fotovoltaica llegue a representar el 41% y 4%, respectivamente de la generación bruta de energía eléctrica de origen RES en 2020. En las tecnologías hidroeléctrica y biomasa, se estima [40], respectivamente, en torno al 35% y el 20% de la capacidad instalada total RES en 2020. Mientras la hidroeléctrica y la biomasa son fuentes de energía flexibles y relativamente gestionables, el viento y la energía solar son de más difícil integración en el sistema eléctrico. Por lo tanto, estas dos segundas tecnologías referidas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables son las que tendrán la mayor influencia en la formación del precio en los mercados de electricidad y sobre la planificación y operación de las redes de la próxima década.

Este capítulo se centra en la integración de las mencionadas fuentes intermitentes de energía renovable. Cabe señalar que, aunque la predictibilidad de la generación eólica sigue mejorando, incluso desde una perfecta previsión la producción de energía eléctrica a partir del viento se mantendrá intermitente, es decir, no gestionable o no controlable su recurso energético primario, resultando muy variable de una hora a otra, por lo que requiere una flexibilidad adicional. Bajo este aspecto, la fotovoltaica resulta más predecible pero todavía debe completar su desarrollo tecnológico previsto. Ambas tecnologías encontrarán su complemento en el desarrollo de la acumulación energética distribuida.

El aumento de las cantidades resultantes de la producción eléctrica intermitente tendrá efectos de largo alcance, tanto en el mercado de la electricidad como sobre las redes de transmisión y distribución.

Una mayor aportación de energías renovables al mix de generación eléctrica reducirá la necesidad de generación a partir de fuentes fósiles. Sin embargo, también afectará drásticamente en la operación de plantas de generación convencionales. Las tecnologías de carga base, incluidas las de bajas emisiones de carbono, como la nuclear y las plantas de combustible fósiles con captura y almacenamiento de CO₂, pueden tener que ser operadas de forma “intermitente”, si el sistema de transporte eléctrico europeo no se adapta con la suficiente rapidez al nuevo mix de generación.

Las centrales convencionales flexibles seguirán siendo necesarias en el futuro, pero tendrán menos horas de funcionamiento que las plantas similares en mercado actual, por ser mayores las necesidades de servicios complementarios para mantener la estabilidad y la seguridad del sistema. Estas necesidades

¹⁷ RES: Renewable Energy Sources, Recursos Energéticos Renovables.

comportan la ineludible evolución de integrar áreas de mercado eléctrico mayores para minimizar la ineficiencia. Para poder hacerlo, es necesario reforzar el sistema de transporte y las interconexiones entre los países de la Unión Europea.

La seguridad del suministro también puede verse afectada. El aumento de la participación de la generación mediante energías renovables se traducirá en una reducción de las importaciones de combustibles fósiles, la reducción de la rentabilidad de las plantas de energía convencionales y una mayor volatilidad en el precio a corto plazo del precio de la electricidad, como consecuencia de las distintas curvas de mérito derivadas de la predicción de las RES. Esto, a su vez, puede conducir a la insuficiencia de inversiones para desarrollar un sistema seguro con bajas emisiones de carbono, sobre todo si los mercados de electricidad no funcionan de manera eficiente.

El desarrollo de un mercado interior de la electricidad eficiente y competitivo (tercer paquete energético establecido por la UE, agosto 2009¹⁸), se hace aún más urgente e indispensable para garantizar un sistema de energía sostenible y seguro ante el aumento de los niveles de generación intermitente.

4.2 ORDEN DE MÉRITO EN EL DESPACHO DE GENERACIÓN

A partir del mejor conjunto de datos disponibles, de forma cualitativa cabe afirmar que el desarrollo y la incorporación a la red de las energías renovables son sólo posibles con la simultánea y efectiva integración de los mercados eléctricos.

A partir del análisis de la legislación comunitaria, se toma como punto de partida la llamada de "prioridad de despacho", incluido en la Directiva de Energías Renovables 2009/28 [27], artículo 16, 2.c, *"los Estados miembros velarán por que, cuando se realice el despacho de las instalaciones de generación de electricidad, los operadores de los sistemas de transporte den prioridad a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables en la medida en que el funcionamiento seguro del sistema eléctrico nacional lo permita y con arreglo a criterios transparentes y no discriminatorios"*. Como consecuencia, las fuentes de generación convencional (nuclear, carbón, gas, petróleo) pueden resultar reguladas a la baja en determinados momentos para mantener la estabilidad del sistema. Pero, por otra parte, también tienen que estar disponibles para compensar la demanda de electricidad en el caso de que las energías renovables intermitentes puedan no estar disponibles, a pesar de su programación prevista. Si bien puede parecer esta disposición de impacto limitado, en muchos de los mercados actuales, a medida que aumenta la participación de la capacidad RES, se está afectando cada vez más al despacho de otras tecnologías convencionales de generación, con efectos a corto y largo plazo sobre las mismas, así como sobre las posibles soluciones de respaldo a la integración al sistema de las tecnologías RES.

En términos de capacidad total, la generación eólica en Europa se espera que crezca de los actuales (2008) 65GW a 140-210GW en 2020, ver Figura 4-1, a continuación [41]. Esto indica que en los próximos 10 años, el sistema incorporará entre el doble y el triple de la actual capacidad de generación eólica conectada. En términos relativos, las cifras muestran que la parte de la capacidad de generación de energía eólica crecerá, al menos, del actual 8% a por lo menos el 16%, en el mix de generación.

¹⁸ El 14 de agosto de 2009 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el conocido como Tercer Paquete energético, que consta de dos Directivas sobre mercado interior de electricidad y gas natural, y tres Reglamentos sobre acceso a redes de transporte de electricidad y gas natural, y sobre la Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER). El objetivo fundamental es sentar las bases de un mercado europeo de la energía eficiente y competitivo, que no plantee obstáculos a la entrada de competidores, garantice la seguridad de suministro, proteja los intereses de los consumidores y otorgue mayor independencia a los reguladores nacionales de energía.

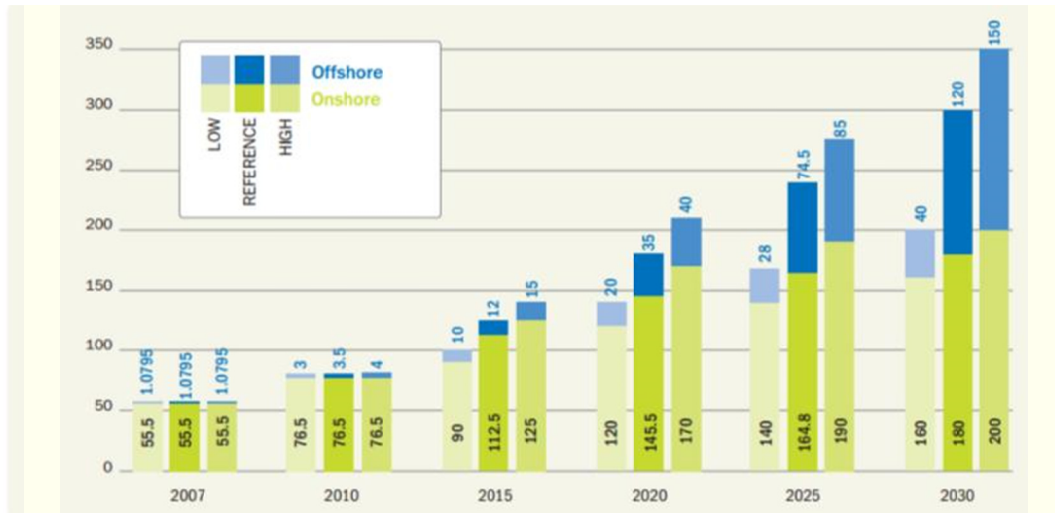


Figura 4-1: Escenarios de generación de energía eólica en GW hasta 2030.

Fuente: European Wind Energy Association (EWEA). Pure Power 2008.

Por otra parte, destacar que la generación mediante fuentes de energía renovables, como la eólica y la solar, tiene en particular una característica a tener en cuenta: su concentración geográfica. Dentro de un Estado miembro, los lugares adecuados para la energía eólica o la generación solar están generalmente desigualmente distribuidos. Si esta realidad se analiza a la luz de con la previsión del incremento de capacidad previsto, se concluye que ciertas áreas del país concreto pueden no verse afectadas por el desarrollo futuro de la producción eléctrica a partir de recursos renovables dispersos, mientras que en otras se advierten impactos muy significativos por las instalaciones de generación y las redes de evacuación asociadas.

Como referencia [42], el mapa de la Figura 4-2, muestra el resultado combinado de la velocidad media del viento, registrada en el periodo 2000-2005, a una altura de 80 m (onshore) y de 120 m (offshore), señalando la adecuación de las distintas zonas con registro de datos en base a la disponibilidad y velocidad del viento. Como se muestra, la concentración de sitios de viento adecuados para la generación se encuentra “lejos”, en términos de red, de la demanda por consumo. El aumento de los niveles de generación de energía eólica en determinadas condiciones puede conllevar la saturación de ámbitos de la red o en el sistema, debido al hecho de que la inyección sucede cada vez más lejos de los lugares de consumo.

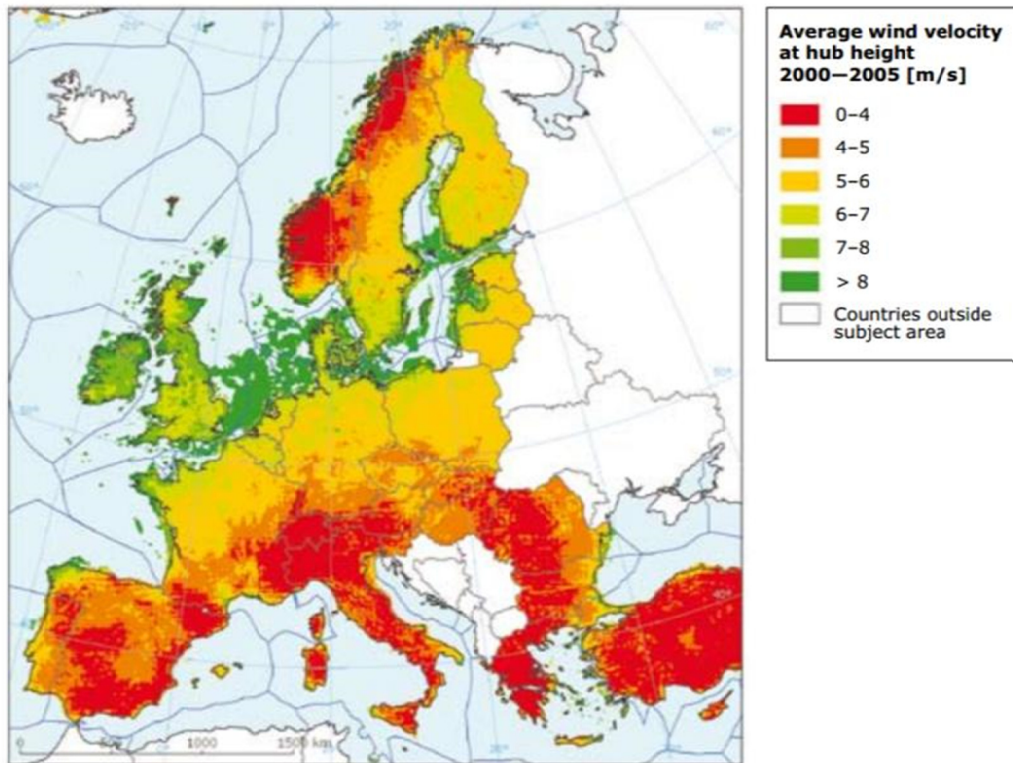


Figura 4-2: Velocidad media del viento (m/s) registrada 2000-2005 a altura normalizada.

Fuente: European Environment Agency (2008).

4.3 CONSIDERACIONES BÁSICAS SOBRE LA FORMACIÓN DE PRECIOS

Los precios en el mercado de electricidad están determinados por una serie de factores de inducción o de influencia directa, entre los que no es fácil distinguir impacto exacto de cada uno de ellos sobre el precio horario al por mayor, o precio *spot*, resultante. Como se expuso en el Capítulo 2 los precios al por mayor, derivados de los costes de generación ofertados al mercado, son sólo una parte de la agregación que configura el precio final del suministro eléctrico al consumidor, que también incluye el peaje por el uso de las redes y otros gastos inducidos (impuestos, subsidios, etc.). A continuación se evalúa el alcance, la volatilidad, y otros efectos sobre la tendencia de los precios al por mayor del mercado como consecuencia de un incremento considerable de la generación intermitente en el sistema. Su efecto sobre las redes, y en particular sobre las de distribución, se analizará con mayor profundidad en el Capítulo 7.

4.3.1 Inductores del precio spot

Los principales factores que influyen en la formación de los precios en el mercado spot de energía son los siguientes:

- Precios de los combustibles fósiles (carbón, gas, etc.) y la flexibilidad de los contratos de su abastecimiento.
- Precios por emisión de CO₂...
- Disponibilidad del parque de generación: convencional y renovable, incluyendo, en particular, las herramientas de generación de respaldo.

- Previsiones y disponibilidad prevista de viento y sol.
- Reservas de agua en un año húmedo o seco.
- Restricciones operativas del sistema de transporte eléctrico, especialmente las transfronterizas, junto con la asignación de las capacidades conforme a los procesos regulados (subastas explícitas, acoplamiento de mercados, mercados intradiarios, etc.).
- Capacidad de generación comprometida en contratos a largo plazo...
- Demanda horaria frente al comportamiento histórico de demanda a largo plazo, para determinar los costes por garantía de suministro de energía y los costos para cubrir otros posibles riesgos del suministro, estructurales o circunstanciales...
- Frecuencia admisible de arranque o parada por tecnología e instalación.

Estos factores influyen sobre el nivel absoluto del precio spot horario y, además, sobre su gama de posible variación, es decir sobre su volatilidad. La energía eólica probablemente tiene la mayor influencia en la volatilidad de los precios a corto plazo.

4.3.2 Volatilidad de precios a corto plazo

El coste marginal de generación de energía con origen eólico y solar es muy bajo. Por ello, a partir de la cantidad de energía eólica esperada, habrá una estructura diferente de los costes marginales ofertados en el mercado. La Figura 4-3 ilustra este efecto. Para cubrir una misma curva de demanda horaria, el despacho concreto de plantas por orden de mérito y horas de funcionamiento puede llevar a un mayor precio en el spot, al desplazar en dicho orden de mérito la energía renovable a la energía convencional.

Por ejemplo, en base a la disponibilidad del viento y de la oferta-demanda real por parte de los demás participantes del mercado, los precios pueden variar mucho más, de una hora a otra, en comparación con un caso sin inyección viento. Es decir, la volatilidad del precio spot en el mercado aumentará.

Una mayor volatilidad en los precios crea más incertidumbre para las operaciones a corto plazo. En cambio, en un régimen sin inyección intermitente los operadores de plantas convencionales pueden hacer estimaciones más fiables acerca del despacho de sus plantas. Esta realidad impacta sobre el precio marginal ofertado en el mercado, al resultar mucho más difícil la estimación de costes en situaciones en las que resulta menos predecible el orden de mérito y el número de horas de despacho en cada planta al día siguiente. Ello, sin considerar las posibles restricciones en la demanda por factores exógenos, que suponen un menor despacho al óptimo por diseño de las distintas unidades de generación, junto con algunos costes y riesgos adicionales como consecuencia de mayor número de ciclos de arranque o parada, cuyos costes se incorporan al precio marginal ofertado en el mercado.

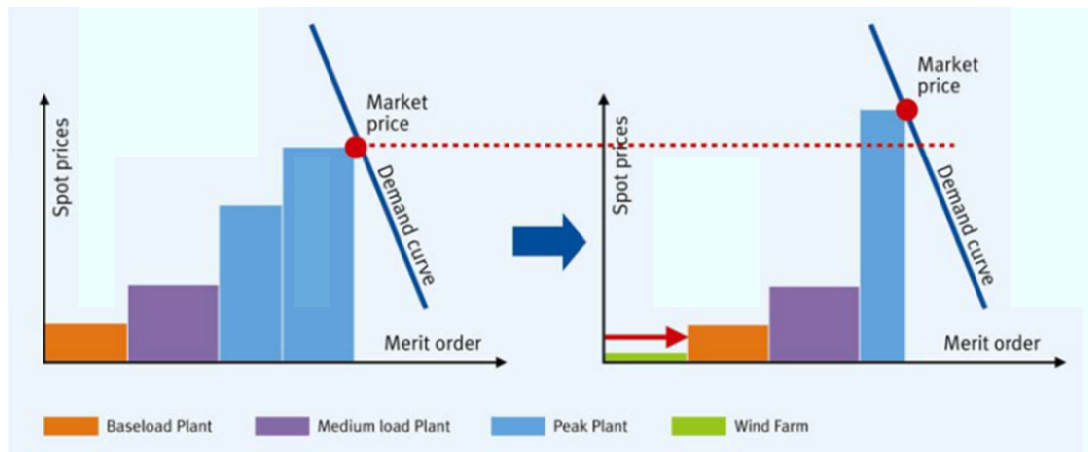


Figura 4-3: Efecto al priorizar el despacho de la energía eólica sobre la estructura de costes marginales ofertados y sobre el precio horario del mercado diario.

Fuente: [43].

La variación horaria predecible de la producción eólica resulta atenuada en la medida en que su oferta (especialmente, en parques eólicos *offshore*) agrega más de un parque eólico. Esto es cierto siempre y cuando el tamaño del mercado de demanda por consumo resulta lo suficientemente amplio como para absorber la producción eléctrica asociada a la agregación referida.

Esta posible agregación acentúa la necesidad de una robusta interconexión física, a través del sistema de transporte eléctrico, entre los mercados con el fin de optimizar la captación compartida de fuentes de energía intermitentes como el viento en un ámbito supra nacional, para su puesta a disposición de los agentes consumidores en las distintas plazas de mercado eléctrico. Desde esta perspectiva, el refuerzo del sistema eléctrico que posibilite la agregación de la oferta renovable, a través de integración de los mercados eléctricos, permitirá atenuar la fuerte volatilidad de precios debido a la intermitencia del viento.

4.3.3 Tendencia de los precios spot en el mercado mayorista

El número de distintos factores interrelacionados, de naturaleza a veces incierta; la evolución del escenario de generación y de las redes eléctricas; junto con la situación de crisis económica que atraviesa la Unión Europea, impiden cualquier conclusión válida de carácter general. Por otra parte, el contexto regulatorio y, como consecuencia, las decisiones sobre inversiones futuras de generación, transporte y distribución eléctricos, determinarán los distintos efectos sobre los precios mayoristas en los distintos mercados eléctricos. No obstante, no se aprecian razones para esperar que el precio de la energía en el mercado mayorista disminuya en el horizonte 2020, sino más bien lo contrario, un aumento de precios [43].

Con el aumento de la participación de la energía renovable en el sistema y en el mercado, los precios mayoristas de la electricidad serán menos dependientes de los combustibles, como el gas y el carbón. Esto, a su vez, puede influir en los precios de las fuentes de energía primaria al alza o a la baja como se indica a continuación.

4.3.3.1 Aspectos que pueden influir en la disminución de precios

La incorporación al sistema de una gran cantidad de energía de bajo coste marginal desplaza en el mercado a las plantas convencionales con mayores costes marginales, lo que lleva a una reducción del

precio. Esto se ha observado en diferentes mercados por diversos análisis, entre otros [41], como se muestra en la Figura 4-4 [43].

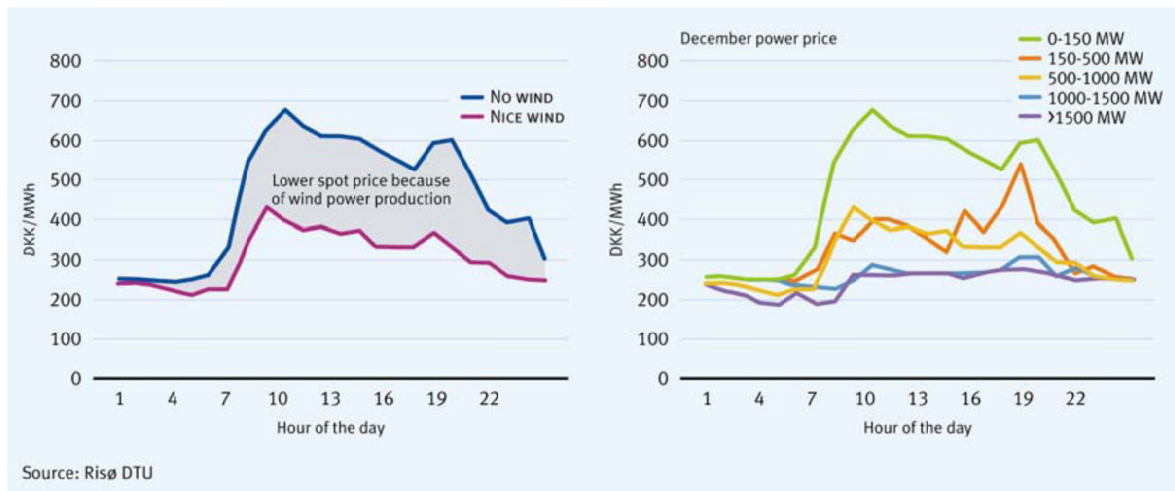


Figura 4-4: Impacto de la energía eólica en precio spot del sistema eléctrico West Denmark diciembre 2005. .

Fuente: Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Denmark.

Las gráficas de la Figura 4-4 muestran la evolución comparada del precio del MWh en el mercado danés, diciembre 2005, con distintos escenarios de viento y de capacidad de generación eólica disponible. Sin embargo, es difícil hacer una adecuada comparación entre la situación actual (con un mayor número de fuentes intermitentes conectadas a la red) y otra anterior en la que los parques eólicos no existían, con otra topología de redes y con una programación más predecible para las plantas convencionales, con menor número de ciclos de arranque y parada, y por tanto, con una mayor eficiencia al operar en sus ámbitos de diseño.

Por otra parte, el aumento de la penetración de las energías renovables tiene un impacto directo en el consumo de otras fuentes de energía primaria. Por ejemplo, 200 GW de energía eólica con un factor de carga de 2500 horas, da lugar a 500 TWh de la producción de electricidad que ya no necesita de combustibles fósiles. Es decir, aproximadamente 1.000 TWh de energía primaria de combustibles (gas, carbón, petróleo, etc.) ya no sería necesaria. Suponiendo que todas las otras demandas de combustible primario (por calefacción, fabricación, transporte, etc.) siguen siendo globalmente estable en 2020, ello dará lugar a una reducción de la demanda de estos combustibles lo que, en principio, da lugar a una tendencia de disminución relativa del precio de dichos combustibles, y por tanto, sobre el marginal que oferten las tecnologías convencionales que los utilizan.

4.3.3.2 Aspectos que pueden influir en el aumento de los precios

Cuando el recurso primario renovable no está disponible para la producción eléctrica, esta producción programada debe ser reemplazada por la de centrales eléctricas convencionales. Sin embargo, en este contexto se altera de forma radical el funcionamiento de estas centrales, a las que se requieren un plazo menor para acoplarse a la red y estar operativas. Sus costes tienen que repercutirse sobre un menor número de horas y el precio de la oferta marginal de estas plantas se aumenta para cubrir estos costes de arranque durante un tiempo de operación más corto. Esta situación se ilustra en la Figura 4-4, en donde algunas de las plantas son desplazadas en el despacho, mientras la electricidad generada por las

plantas restantes (de gas) será ofrecida a costes marginales superiores, dando lugar a un precio de mercado más alto.

Esta tendencia puede acentuarse si existe la necesidad de mantener ciertas plantas en la línea (por ejemplo, para reserva rodante) con el fin de tener la flexibilidad necesaria para regulación secundaria.

A pesar del segundo aspecto señalado para provocar una posible disminución de los precios, la producción renovable intermitente aumentará el nivel de variabilidad de la demanda de combustible primario en la demanda de las plantas de gas convencionales, que entre otras fuentes flexibles brinden el respaldo de seguridad de las plantas de generación renovable no gestionable. La variabilidad de la demanda de gas de las plantas generación de energía eléctrica termina afectando al precio del gas, lo que puede finalmente subir los costes de adquisición de combustible y los costes de operación las plantas. Un uso más bajo y más variable del combustible primario atenuará las ventajas de las economías de escala en la operación de las plantas y en el abastecimiento de su combustible.

4.3.4 Precios negativos

Con el aumento de la participación de las fuentes renovables de energía en el mercado eléctrico, resulta cada vez más frecuente situaciones en donde hay más oferta que demanda, incluso a precio cero en el mercado spot. Esto es consecuencia de la dificultad de almacenamiento a gran escala de la energía, y de la electricidad en particular. Para intentar resolver este problema, en algunos intercambios de energía se han introducido límites a los precios negativos (por ejemplo, EPEX Spot y Nord Pool Spot).

En periodos valle de consumo, y en determinadas horas, principalmente durante los fines de semana y especialmente en periodo nocturno, se combinan los siguientes factores:

- Aportación muy elevada de generación con origen eólico.
- Baja demanda por o consumo.

Basado en el principio de despacho prioritario de las producciones con origen renovable, el TSO no puede deslastrar la generación de los parques eólicos, salvo como excepción se ponga en riesgo la seguridad del sistema. Como consecuencia, en condiciones de exceso de generación eólica con valle de demanda, las plantas convencionales deben bajar su producción. Sin embargo, estas plantas no pueden operar por debajo de un mínimo nivel técnico y, como consecuencia, la única manera de reducir su producción aún más por debajo de este mínimo técnico es desacoplarlas de la red, provocando su parada desde el sistema.

Plantas convencionales que también tienen otras limitaciones, tales como un mínimo el tiempo de inactividad, el aumento gradual de tarifas del servicio de regulación. Cada ciclo de arranques y parada por encima de lo habitual por diseño también provoca el aumento de costes de mantenimiento y operación. En el caso de las centrales nucleares, en su mayoría no pueden reducir producción en un corto período de tiempo por razones de seguridad, o porque sus circuitos auxiliares no están configurados para ciclos regulares de arranque y parada. También hay otras limitaciones en los reactores nucleares que limitan la capacidad de una rápida puesta en marcha o que requieren medidas específicas para su parada.

Como resultado, hay situaciones en las que resulta más eficiente para dichos generadores mantener sus plantas despachadas, o en línea, mediante licitación de precios negativos, al poder llegar a resultar más barato pagar por que alguien tome la energía excedentaria que detener la planta y para arrancar de nuevo poco después.

Otra razón por la cual se produce un exceso de oferta es la necesidad de mantener determinadas plantas específicas para la regulación secundaria en el sistema (reserva rodante). La energía adicional de tales plantas "must run" pueden resultar en exceso de oferta en el mercado.

Con ello, se pone de manifiesto la siguiente controversia. Por seguridad del sistema el TSO puede desconectar la producción eléctrica de origen eólico, pero no por la aparición en el mercado mayorista de precios negativos, que son consecuencia de los sistemas de apoyo y respaldo a la generación eólica para salvaguardar la seguridad del mismo.

Desde el punto de vista de la demanda, en un contexto de precio cero o negativo, podríamos imaginar casos en los que se introdujese demanda adicional por consumo que se beneficiase de estos precios, que a su vez introducirían un cambio en la demanda prevista, por ejemplo clientes industriales con dicha flexibilidad o acumulación energética. Por ello, en un futuro, se deben establecer nuevos sistemas de apoyo adaptados al propio incentivo de la producción de origen renovable, más allá del actual criterio establecido de despacho prioritario para otro contexto energético. Por ejemplo, contratos de salvaguarda que contribuyan en la eficiencia del conjunto del sistema, al permitir desconectar o reducir la producción cuando no es económicamente eficiente para la sociedad para mantenerlos acoplados en línea.

Como ejemplo de la situación referida en España, a continuación se ilustra el contexto de exceso de producción eólica en horas valle de consumo, agudizado por el efecto sobre la demanda de la recesión económica.

Los gráficos de las siguientes figuras (Figura 4-5 a Figura 4-9) incluyen la previsión de la demanda y la generación renovable no gestionable junto con la generación nuclear. Además, se recoge la evolución efectiva e la demanda en el sistema eléctrico español el 24 de marzo 2013, así como su estructura de generación y la evolución del precio mayorista. Aún a pesar del precio mayorista cero de la energía en determinadas horas, a partir de las 14 horas 10 minutos, el sistema se vio obligado a deslastrar algo más de 2.000 MW de generación eólica por seguridad del sistema.

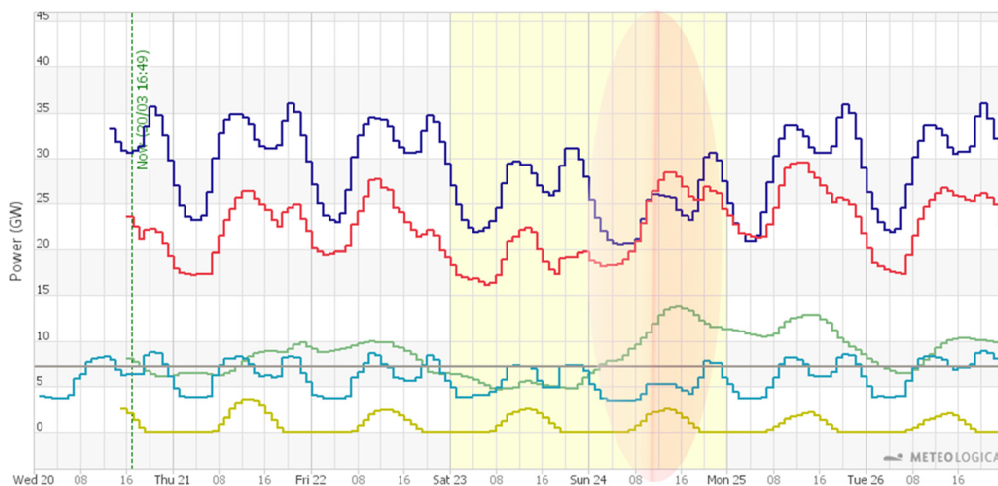


Figura 4-5: Previsión 20.3.2013 demanda y generación eólica, fotovoltaica, hidráulica fluyente y nuclear en España.

Código de colores: Azul (previsión energía hidráulica), morado (previsión demanda española), amarillo (previsión energía solar fotovoltaica), verde (previsión energía eólica), gris (energía nuclear según disponibilidad) y rojo (suma de solar fotovoltaica, eólica, hidráulica y nuclear).

Fuente: www.meteologica.com

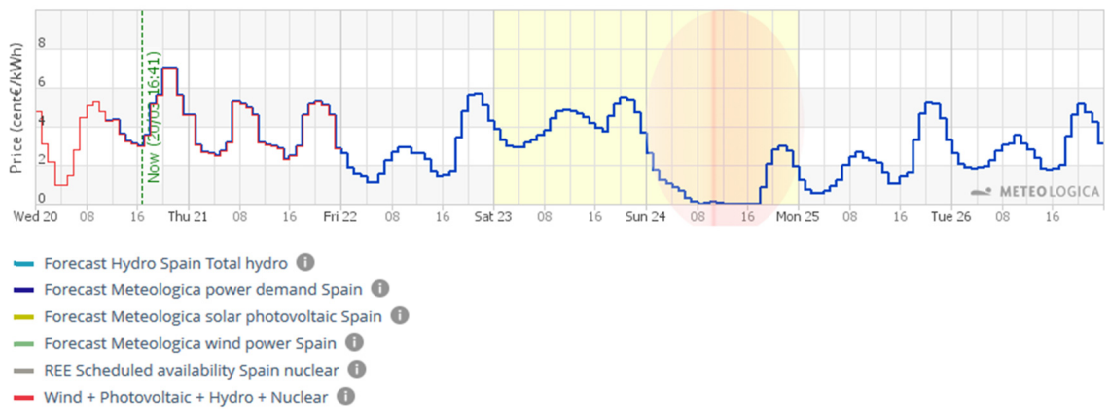


Figura 4-6: Evolución demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico español 24.3.2013.

Fuente: www.meteologica.com

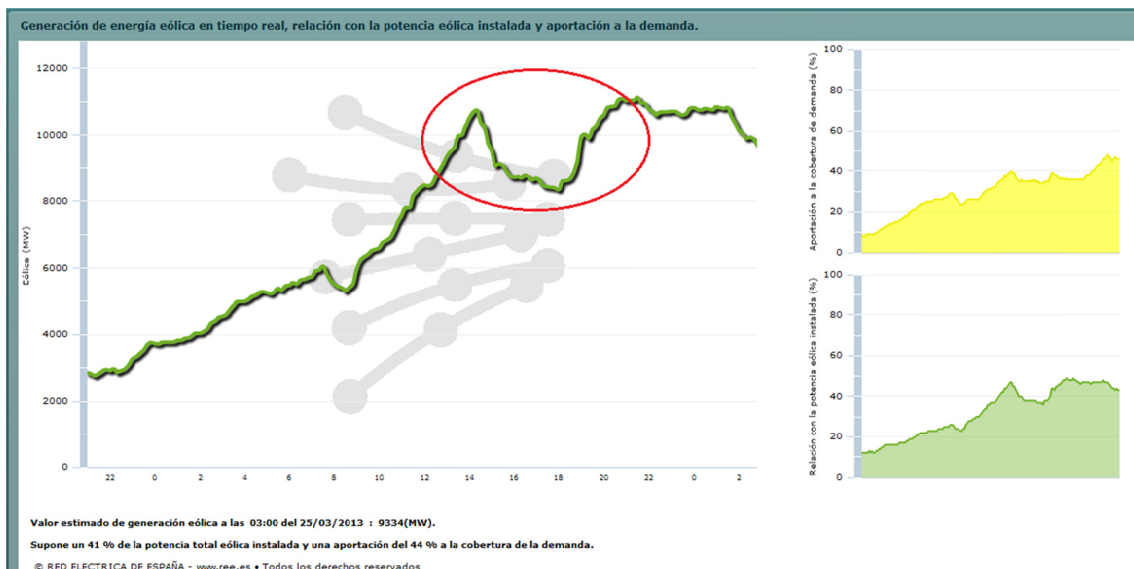


Figura 4-7: Evolución generación energía eólica en el sistema eléctrico español 24.3.2013.

Fuente: www.ree.es

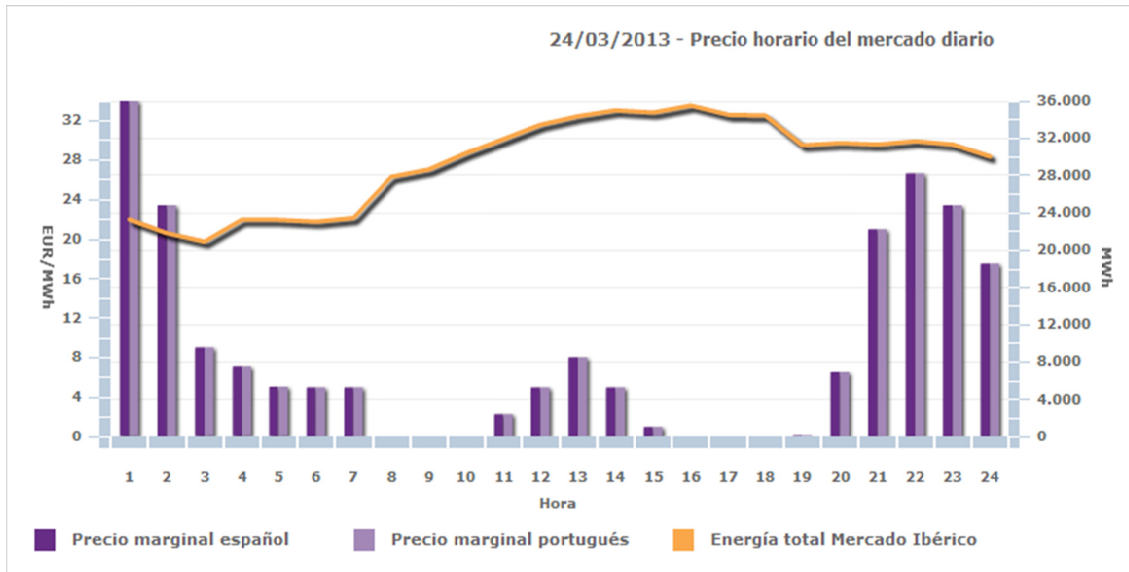


Figura 4-8: Evolución precio horario mercado ibérico mayorista eléctrico (MIBEL) 24.3.2013.

Fuente: www.omie.es

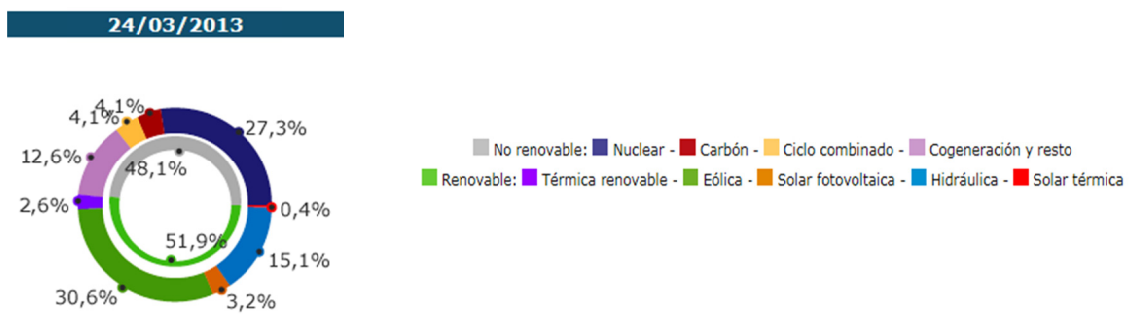


Figura 4-9: Estructura de generación en el sistema eléctrico español el 24.3.2013.

Fuente: www.ree.es

4.3.5 Esquemas de apoyo y respaldo

Cada país tiene sus propios objetivos en el ámbito de las energías renovables [27], y su propia responsabilidad para alcanzarlos. En la consecución de dichos objetivos, cada país es libre en la elección del modo de establecer los sistemas de apoyo regulatorios. No obstante, los regímenes de ayuda y las reglas del mercado deben estar coordinados con el fin de evitar distorsiones en la formación de precios o retrasos en la integración de los mercados.

Como consecuencia, resulta estratégico disponer en tiempo y forma del esquema regulatorio de apoyo para establecer los incentivos adecuados para el justo equilibrio entre la creación de precios de mercado negativos y la inversión necesaria en generación renovable. Por ello, la tendencia actual se orienta a que todo, o al menos una parte de los ingresos de los generadores de origen renovable, se vinculen al precio real de mercado. Para los inversores que tengan una mayor exposición a la incertidumbre del mismo puede significar una ralentización en el ritmo inversor. Pero, por otra parte, se evitan señales económicas o incentivos erróneos que conducen a energía excedente vertida.

Las diferencias en los regímenes de ayuda entre los Estados miembros de la Unión Europea, o regiones en un mismo país, pueden también dar lugar a distorsiones, por lo que los promotores de producción

eléctrica de origen renovable no necesariamente invierten en aquellos lugares en los que dicha producción resulta óptima, sino más bien en lugares donde puedan maximizar su beneficio. Esto puede desembocar en una concentración de la generación de bajo coste marginal en algunos ámbitos territoriales, que más tarde o más temprano tendrán que afrontar la falta de capacidad de red o el aumento descrito de costes de equilibrio, con su efecto negativo sobre los precios. En este escenario, resultan necesarias inversiones adicionales en las redes eléctricas y el establecimiento de dispositivos de reserva o respaldo mientras dichas redes son implantadas y puestas en servicio, pero con un coste transitorio ineficiente para el conjunto de la sociedad, como antes se ha descrito. Por ello, lo deseable sería garantizar sistemas de respaldo de forma coordinada en el conjunto de la Unión Europea, con las interconexiones de transporte disponibles a tiempo entre mercados vecinos, lo que permitiría un desarrollo más armónico y eficiente de la generación renovable sobre un ámbito mayor del (de los) mercado(s) a abastecer.

Conforme a lo antes indicado, dado que las plantas convencionales existentes no fueron diseñadas para abastecer los requisitos técnicos de respaldo o apoyo para la creciente incorporación de energía intermitente, los servicios de estabilidad del sistema a través del mercado deben adaptarse a este nuevo contexto.

4.3.6 Mecanismos del mercado

En escenarios de alta penetración de energías renovables, como se ha señalado, los precios nulos o negativos ponen de manifiesto dos carencias importantes del sistema o del mercado eléctrico: que las señales de precio no resultan suficientes para mantener el adecuado equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica; y que hay una falta de capacidad en el sistema de transporte para poder trasladar la energía generada a bajo coste marginal a ámbitos territoriales de consumo en donde resulta menos eficiente o menos rentable construir plantas similares para cubrir su demanda.

Por otro parte, precios negativos aumentan la volatilidad de los precios del mercado, y por lo tanto, en un contexto regulatorio estable y predecible, debería atraer nuevas inversiones (por ejemplo, en flexibilidad, capacidad de almacenamiento, etc.) que permitan atenuar la referida volatilidad de los precios.

Desde el lado de la oferta en el mercado, a dichos mecanismos se añade el efecto esperado del desarrollo progresivo de las redes inteligentes, que permitirá, a su vez, la incorporación de los mecanismos desde el lado de la demanda (gestión y mejora de eficiencia), junto con las nuevas modalidades de generación distribuida asociada al autoconsumo. Los agentes consumidores, con el soporte tecnológico previo y necesario, son cada vez más capaces de "ver" los precios spot y así recibir las señales directas para permitirles reaccionar y adaptar su comportamiento de consumo, en base a su contrato de suministro.

4.3.7 Objetivos compartidos en materia de emisiones de CO₂

El logro de los objetivos nacionales de cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea, establecidos para el 2020 en base a la Directiva Europea relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables [27], suponen una contribución asimétrica de los diferentes sectores que participan en el consumo final bruto de energía. Esta asimetría tiene su origen en las limitaciones tecnológicas que determinan la capacidad de reducción de emisiones por parte de algunos sectores, que contribuyen al consumo final bruto de energía por encima del sector eléctrico.

La electricidad es el sector clave que ayudará a cumplir el objetivo, debido a la posibilidad de utilizar fuentes de energía renovables en la generación de electricidad. Al mismo tiempo, se puede concluir fácilmente que el despliegue y la integración de energías renovables en la electricidad implica un gran esfuerzo económico en términos de incentivos de apoyo, costes operativos, refuerzos de la red y la infraestructura de generación de respaldo, por seguridad del sistema.

Hasta el momento, esta carga la asume únicamente el sector eléctrico, lo que se refleja en el precio final que los consumidores pagan. De este modo, hay una señal económica correcta enviada a los consumidores que podrían optar por cambiar a otras fuentes de energía menos eficientes, lo que conllevaría necesidades adicionales de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad, con el fin de compensar el aumento de consumo de otros tipos de energía final.

Para evitar estos efectos no deseados, posiblemente resulte necesario revisar el sistema de reparto de los costes compatibles con la Directiva RES, reasignando, en su caso, los objetivos entre los distintos sectores que contribuyen al consumo final bruto de energía.

4.4 SERVICIOS DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Ante cualquier variación de carga en el sistema, la acción de control de la **regulación primaria** permite recuperar el balance entre potencia consumida y potencia demandada, pero no logra resolver dos efectos no deseados: la frecuencia queda desviada respecto a la de referencia; el reparto del incremento de carga entre los generadores queda determinado por sus inercias mecánicas, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.

El objetivo de la **regulación secundaria**, ejecutada a través de un sistema de control denominado Control Automático de la Generación (AGC¹⁹) es corregir estos dos efectos mediante consignas previas establecidas a las unidades proveedoras de este servicio, devolviendo al sistema a la frecuencia de referencia y manteniendo los flujos de potencia programados. Para que la regulación secundaria sea efectiva, las unidades generadoras de un sistema deben disponer de una reserva suficiente de energía lista para compensar las variaciones de demanda. Esta reserva de energía varía con el tiempo, según el mecanismo de regulación secundaria va disponiendo de ella.

El objetivo de la **regulación terciaria** es la restitución de la reserva de regulación secundaria mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de los generadores. En general, la regulación terciaria actúa sobre generadores que pueden estar o no estar acoplados al sistema (reserva rodante o fría), si bien el margen de tiempo en el que debe actuar hace difícil que unidades térmicas no conectadas puedan participar en ella.

La **reserva rodante** o capacidad de compensación del sistema, mediante la regulación antes señalada **en sus tres niveles**, era aportada tradicionalmente en forma de “servicios complementarios”, desde aquellas unidades de generación gestionable térmica o hidráulica con capacidad para ello, y tenía que dimensionarse para poder equilibrar las variaciones en la demanda o suplir la interrupción forzada de la unidad de producción de mayor tamaño conectada al sistema.

Los sistemas de energía eléctrica con una alta penetración de la generación renovable intermitente se encuentran especialmente expuestos a posibles problemas de estabilidad o seguridad de la red, al desplazar del despacho determinadas unidades convencionales que proporcionan la referida estabilidad al sistema. En este sentido, con el fin de hacer frente al posible error de predicción en la

¹⁹ AGC: Automated Generation Control, Control Automático de la Generación.

generación renovable, una mayor cantidad de fuentes flexibles son necesarias. Por ello, resulta necesario el desarrollo de los **mercados de servicios complementarios**, tanto a nivel TSO como DSO, para que los distintos agentes puedan aportar su flexibilidad al sistema para contribuir a su estabilidad, tanto desde la generación como desde el consumo (ver Capítulo 7).

La disponibilidad de un número adecuado de plantas de energía de reserva y, su despacho flexible, de forma individual o agregada, resultan críticos para proporcionar la firmeza necesaria y los servicios complementarios eficientes que permitan hacer frente a estas cuestiones.

Además de la propia necesidad por eficiencia del mix de generación, la propia evolución de estos servicios conllevará un reparto de condiciones, acordes a la capacidad de cada tecnología, en la responsabilidad del balance energético y operación segura del sistema, aplicable a todos los agentes usuarios de la red (productores, de tecnologías convencionales o renovables y consumidores) con el fin de estimular a todos los participantes en el mercado a mejorar su programación y previsión y, por lo tanto, a contribuir a la sostenibilidad de un sistema eficiente. Esta mayor flexibilidad debe alcanzarse en ámbitos transfronterizos mediante la integración progresiva de los mercados de energía intradiarios para propiciar las sinergias en costes y en seguridad del sistema.

4.5 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO DISTRIBUIDO

Con la incorporación al mix de generación de grandes cantidades de producción de energía eléctrica de origen renovable, desde las condiciones ineludibles de seguridad del sistema analizadas en los apartados precedentes, el almacenamiento energético distribuido (DS²⁰) debe desempeñar dos funciones importantes en el sistema: ser fuente de eficiencia, al permitir la captura y almacenamiento de energía renovable para su posterior uso, evitando el “vertido” del recurso primario no gestionable; y proporcionar flexibilidad desde el ámbito de la oferta de servicios complementarios al sistema.

El incremento de la capacidad de almacenamiento (plantas de bombeo, almacenamiento de aire comprimido, generación de hidrógeno en pilas de combustible, sistemas zonales de calefacción, o vehículos eléctricos para sistemas *smart grid*) estará vinculado y afectará al actual y futuro mix de generación[44].

Las tecnologías de almacenamiento se posicionan en la actualidad como una de las potenciales soluciones a la problemática creada por la integración masiva de centrales de generación a partir de fuentes de origen renovable. Este posicionamiento se basa en los servicios que podrían proporcionar este tipo de instalaciones a los operadores de los sistemas de transporte y distribución. Entre estos servicios se encuentran [44]:

- Almacenamiento estacional.
- Arbitraje (Arbitrage/Storage trades).
- Regulación de la frecuencia.
- Control de la tensión.
- Black start.
- Aplazamiento de las inversiones en la redes de distribución y transporte.

²⁰ DS: *Distributed Storage, Almacenamiento Distribuido*.

- Reducción del pico de demanda y seguimiento de la demanda.
- Integración de recursos de generación no gestionables.

En la actualidad, las distintas regulaciones en materia de electricidad en Europa no permiten que el mercado pueda proporcionar las señales correctas o los incentivos necesarios para que los sistemas de almacenamiento se puedan desarrollar adecuadamente. La volatilidad de los precios en el mercado diario de energía acrecentada por la participación de las energías de origen renovable no gestionable establecen una primera señal de necesidad de los almacenamientos, concentrados o distribuidos. Este aspecto queda por desarrollar en el ámbito tecnológico y regulatorio. Sin embargo, conviene señalar el potencial beneficio de esta opción para el sistema que en la actualidad depende estrechamente de las reducciones de coste de sus tecnologías asociadas [45].

Sin perjuicio de otros factores y análisis complementarios, la aparición de precios cero o negativos en el mercado diario de energía, son también una señal de que el almacenamiento adicional es potencialmente necesario. Esto es particularmente cierto si el depósito de almacenamiento puede ser llenado hasta que haya una escasez en el sistema, que pueda dar a la planta la oportunidad de beneficiarse de los altos precios.

La decisión de inversión para construir nuevas o ampliar las plantas de almacenamiento existentes, además del riesgo de la recuperación de costes, debe hacer frente a la resolución de su posible impacto medio ambiental, permisos y autorizaciones previas necesarias, sin regulación específica actualmente en la materia.

4.6 CAPACIDAD DE RESPUESTA DE LA DEMANDA

Bajo el concepto de gestión activa de la demanda en el presente trabajo se incluyen las siguientes funciones: señales económicas o sistemas de actuación para influir sobre la demanda de electricidad por consumo (ver Glosario de términos): gestión económica de la demanda (DSM²¹), capacidad de respuesta de la demanda (DR²²) y sistemas de carga controlada (CLS²³).

Sin entrar a evaluar la dificultad y coste de su despliegue técnico, que condicionan su disponibilidad efectiva en la actualidad, la capacidad de respuesta de la demanda se visualiza como una de las potenciales medidas de bajo coste operacional que puede introducir una importante flexibilidad operativa al sistema eléctrico. Con ello, entre otros beneficios, se favorece la integración de los recursos DER-DG, al facilitar en el corto plazo el reequilibrio en la red de la demanda por consumo. Las variaciones de consumo imprevistas se podrían compensar en el intervalo de horas.

En cierto modo la DR es similar al almacenamiento distribuido (DS), pero con un rango de eficiencia muy superior [45] y puede ofrecer las siguientes funcionalidades:

- Reducción de la punta de potencia demandada en la red.
- Desplazar la curva de demanda para aprovechar la disponibilidad de recursos DER-DG no gestionables
- Entrega de servicios complementarios a la red (como CLS).

²¹ DSM: Demand Side Management, Gestión económica de la demanda.

²² DR: Demand Response, Respuesta de la Demanda.

²³ CLS: Control Loading System, Sistemas de carga controlada.

Con ello, contribuiría a la reducción de costes de refuerzo y desarrollo de red (transporte y distribución), así como de operación del sistema al posibilitar un aumento del factor de carga en DER-DG, reduciendo, a la par, posibles restricciones en la entrega de la producción eléctrica DER-DG.

Aunque este ámbito de investigación queda fuera del alcance de este trabajo, en el contexto del presente capítulo, al integrar y ampliar en el mix de generación la participación de los recursos DER-DG, DR se debe señalar como uno de los sistemas a considerar para reducir la necesidad de generación de respaldo y las necesidades de expansión de la red.

4.7 SOLUCIONES DE MERCADO PARA LA SEGURIDAD Y EFICIENCIA DEL SISTEMA

De lo tratado en los apartados anteriores, se identifica en Europa la necesidad de nuevas inversiones en plantas de generación eléctrica e infraestructuras de red en base a los siguientes factores:

- Capacidad de reserva por seguridad que debe mantener el sistema.
- Adaptación de las plantas existentes para ofrecer una mayor flexibilidad.
- Nuevas plantas para mantener y mejorar la flexibilidad requerida (nuevas plantas más flexibles, o sistemas de almacenamiento).

Sin embargo, con precios más volátiles y factores de carga (horas de funcionamiento) más reducidos para las plantas existentes, las decisiones de renovación, “hibernación” o nueva inversión resultan más difíciles e inciertas.

La mayoría de los mercados europeos actuales se pueden calificar como “mercados de energía”. Algunos de ellos se complementan con reservas de capacidad disponibles gestionables por el operador del sistema. Otros tienen esquemas de incentivos de capacidad disponible para atenuar la incertidumbre y volatilidad de precios.

En los siguientes párrafos se introducen brevemente los dos modelos principales para el diseño de un mercado eléctrico con ámbito de energía y ámbito de capacidad o de potencia. Aunque no se analizarán en detalle, ni tampoco pretende formar una opinión sobre cuál de los dos debe ser implementado, permite establecer las condiciones básicas del mismo para identificar los mecanismos de creación y emisión de señales que propicien a tiempo las inversiones necesarias en el sistema.

En el caso de un **mercado de energía**, en exclusiva o “sólo energía”, el inversor en nueva generación (sobre todo en horas pico de generación) deben ser capaz de anticiparse plenamente y recibir la señal del nivel real de escasez en el tiempo, para que coincida correctamente con el nivel y especificaciones de las nuevas inversiones con los requisitos del sistema. Pero estas condiciones de escasez, por su propia naturaleza, son difíciles de predecir, ya que dependen de su frecuencia y duración, en el corto plazo, de los desequilibrios entre oferta y demanda causados por la climatología, la generación disponible o despachable, la desconexión de plantas de producción intermitente y otros eventos inciertos.

Los organismos reguladores suelen ser imprecisos al determinar las expectativas razonables de retribución predecible, como para que sólo la rentabilidad prevista sea suficiente para desencadenar las decisiones sobre inversiones, que además resultan estratégicas para la fiabilidad del sistema, la calidad de un servicio esencial para la sociedad, y la competitividad de su economía.

Para que un mercado de “sólo energía” genere las señales de escasez, desde un punto de vista mercantil puro, la volatilidad libre del precio permitirá la formación de picos del mismo, en magnitud y frecuencia.

No obstante, en algunos de estos mercados se han introducido Precios tope, o *Price caps*. Estos límites artificiales a menudo atenúan o eliminan las señales de precios por escasez, y de rentabilidad, que son sobre las que se basa el mercado de energía, en exclusiva.

OMIE en España, por ejemplo, tiene un límite de 180 € / MWh, este límite superior puede atenuar las posibles señales de necesidad de inversión a largo plazo en un modelo de "sólo energía". El precio de los servicios complementarios, probablemente no será suficiente para compensar las menores horas de funcionamiento de las centrales convencionales.

Si la frecuencia y magnitud de los "picos" de precios spot, o al contado, no son capaces de crear suficientes ingresos como para activar inversiones adicionales en plantas de punta, no habría una señal determinante para los inversores potenciales, mientras la reducción de los ingresos por reducción del factor de carga pueda ser compensada por los ingresos esperados en el mercado de servicios complementarios.

La aceptación de la formación libre de picos de precio en el mercado spot de energía, que podría incentivar las inversiones en la capacidad de punta, resulta muy dispar entre los Estados miembros de la Unión Europea.

Los **mercados de capacidad o de potencia** se justifican si los ingresos necesarios para apoyar inversión o para mantener la capacidad operativa existente no se pueden recuperar en el mercado de energía, por lo que resulta necesario establecer mecanismos de mercado alternativos. Generalmente estos mecanismos se basan en el concepto de separar el precio de la electricidad en dos conceptos: una parte cubre el coste variable del mix de generación de energía, en base a € / MWh; y otra la capacidad o la potencia necesaria, en base a € / MW, vinculada a los costes fijos de las instalaciones de dicho mix. En teoría, estos mecanismos (dependiendo de su diseño) permiten que el mercado de energía primario opere sin problemas, mientras se recuperan las inversiones mediante pagos por capacidad disponible a través de un mercado de potencia, independiente del mercado de energía. Estos mecanismos de capacidad se establecen de forma competitiva por medio de subastas, que vinculan el importe del pago con la necesidad de capacidad o flexibilidad por parte del sistema, valorada por el mercado en el momento de la inversión.

Los mecanismos de garantía de potencia permiten atenuar los picos de precios en el mercado spot de energía. Por ello, si los picos de precio en el mercado de energía no resultan admisibles, en vez de establecer *Price caps* para limitar su magnitud, que conllevan la inevitable distorsión de las señales para la inversión en nueva capacidad, tal y como se ha señalado, el modelo de mercado de "sólo energía" deberá ser reconsiderado para determinar en qué casos, en qué condiciones y con qué alcance geográfico, puede resultar aconsejable introducir mecanismos de mercado para remunerar la capacidad o la cobertura de los desvíos comprometidos sobre la misma.

4.8 INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS.

El desarrollo de un verdadero mercado interior de la electricidad es uno de los principales objetivos de la política energética de la Unión Europea. El 14 de agosto de 2009 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el conocido como Tercer Paquete energético, que consta de dos Directivas sobre mercado interior de electricidad y gas natural, y tres Reglamentos sobre acceso a redes de transporte de electricidad y gas natural, y sobre la Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER).

Estas normas suponen un nuevo impulso para la regulación energética de la UE, pues pretenden corregir algunas deficiencias observadas en la puesta en práctica de la legislación comunitaria existente. El

objetivo fundamental es sentar las bases de un mercado europeo de la energía eficiente y competitivo, que no plantee obstáculos a la entrada de competidores, garantice la seguridad de suministro, proteja los intereses de los consumidores y otorgue mayor independencia a los reguladores nacionales de energía [46].

El volumen previsto de generación adicional intermitente desafía la seguridad del sistema al que se conecta, y el proceso de integración de los mercados que deben preservar dicha seguridad, lo que resulta más difícil pero al mismo tiempo más necesario.

En base a los escenarios existentes, la inyección de energía eólica se concentra principalmente en el norte de Europa, mientras que la generación flexible se encuentra dispersa por toda Europa (con reservas de hidráulicas concentradas en los países nórdicos y en los Alpes). En caso de producirse importantes desvíos de capacidad disponible en el día anterior, en el intradiario, o en el tiempo real, se requerirá de todas las fuentes flexibles de Europa para hacer frente a las mismas. Para asegurar y facilitar la contribución competitiva de todas las fuentes flexibles disponibles en toda Europa, es necesaria la integración de los mercados intradiarios, transfronterizos, con interconexiones de transporte transfronterizas disponibles [47], [45].

4.9 INVERSIONES EN LA RED Y EN EL SISTEMA

Las soluciones de integración de mercados sólo representan las herramientas de "software" para lograr el objetivo final de desarrollar "un verdadero mercado interior de la electricidad" [47]. No se podrá alcanzar este objetivo si el necesario "hardware" disponible a tiempo que representa el conjunto de las redes de transporte y distribución [45].

Las inversiones en la red son el factor clave para asegurar el acceso y la condición segura de operación del sistema, de modo que los mercados puedan gestionar de manera eficiente grandes volúmenes de energías renovables no gestionables. La introducción de altos niveles de producción eléctrica de origen renovable no sólo afectará considerablemente tanto a la distribución y redes de transporte nacionales, sino también las redes de transmisión entre países vecinos y más alejados. Por lo tanto, la visión de las inversiones debe pasar de ser nacional o regional a abarcar una perspectiva transfronteriza o europea.

En este sentido, la presentación del Plan Decenal de Desarrollo de la Red ENTSO-E [48], solicitado por el Tercer Paquete de energía es un paso muy importante. Sin embargo, el plazo para el desarrollo del proyecto de una línea de Muy Alta Tensión de transporte, sus autorizaciones, e implantación precisa de al menos 10 años para su construcción dentro de un país. Una línea transfronteriza suele tardar más tiempo.

Las redes regionales, incluyendo las redes en alta mar, dado que los beneficios se reparten entre los agentes de los distintos Estados miembros, a su vez, los costes deben ser repartidos a cargo de dichos Estados, y los reguladores nacionales, junto con La Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER), deben establecer reglas que regulen el referido reparto. La creación de tal gobernanza es una prioridad urgente, ya que puede llegar a convertirse en el verdadero obstáculo para la integración efectiva de los mercados de electricidad.

4.10 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 4

En el presente Capítulo se han descrito los efectos de la incorporación de la producción de energía eléctrica procedente de fuentes renovables no gestionables sobre el mercado eléctrico y sobre las redes de transporte y distribución.

Se ha puesto de manifiesto que la insuficiencia de infraestructura de redes eléctricas, la integración de los mercados de electricidad y el adecuado acompañamiento de las distintas regulaciones de cada país en la materia representan importantes barreras al uso eficiente de la generación no gestionable de origen renovable. El déficit de red y la reducción de la demanda por consumo en un periodo de recesión económica incrementan los niveles de restricción a la producción eléctrica no gestionable de origen renovable y, en determinados supuestos, conlleva la necesidad de incrementar la generación de respaldo. Además, la falta de flexibilidad de la producción o del consumo de electricidad termina afectando a la capacidad para incorporar los recursos DER al sistema, como se verá en el Capítulo a continuación.

En el Capítulo 7 se presentará la evolución de los cometidos funcionales y técnicos de las redes de transporte y distribución, como consecuencia de la progresiva incorporación de las tecnologías de información y comunicaciones, junto con la necesidad de incorporar al sistema eléctrico la energía procedente de fuentes renovables. Centra su desarrollo en la red de distribución eléctrica y la evolución que conlleva para las propias funciones del operador de la red de distribución, cuya infraestructura eléctrica debe ser capaz de ofrecer una gestión activa y flexible para dar respuesta a los nuevos requisitos de planificación y operación de la misma, bajo el concepto de red inteligente (Capítulo 5), en un contexto de incorporación creciente de energías renovables en los distintos niveles de tensión de distribución.

Con ello, aunque se han apuntado en el presente capítulo las líneas de investigación y desarrollo vinculadas especialmente al sistema de transporte, estrechamente vinculado a las operaciones en el mercado eléctrico y la generación de origen renovable no gestionable a gran escala, el impacto de la generación distribuida sobre la calidad y seguridad de la red de distribución tiene los mismos atributos, aunque con otros aspectos operativos asociados al tipo de red de distribución (capacidad, diseño, topología..), y a la condición de acceso a la misma.

Esta realidad característica de el ámbito de distribución, tanto más cierta en la actualidad cuanto menor es el nivel de tensión al que se conecta el productor, junto con la necesidad de garantizar la evacuación la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables no gestionables o intermitentes, en un contexto de redes inteligentes, impulsa la necesaria evolución de los servicios del actual mercado eléctrico con el soporte necesario de la regulación eléctrica, no sólo para gestionar la oferta de producción intermitente, a través de un agregador o del propio DSO, sino para establecer o ampliar la gama de servicios complementarios que puedan ofertar las distintas tecnologías de generación, de almacenamiento o de gestión de la demanda, para contribuir a la necesaria estabilidad y seguridad del sistema de distribución eléctrica, tal y como se analiza en el Capítulo a continuación.

CAPÍTULO 5: REDES INTELIGENTES

5.1 INTRODUCCIÓN

La cobertura de la demanda de energía eléctrica en el horizonte 2020-30, en condiciones de desarrollo sostenible por su impacto medio ambiental y de eficiencia energética (Capítulo 3), junto con la progresiva incorporación de nuevos recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables intermitentes (Capítulo 4), impulsa la evolución del clásico Operador de la red de distribución (DNO) a Operador del sistema de distribución (DSO) de la mano del desarrollo de los sistemas avanzados de planificación, control, operación, y mantenimiento de redes que favorezcan una gestión proactiva del sistema de distribución (ADSM) (Capítulo 7), desde el apoyo de los correspondientes sistemas de información y telecomunicaciones (TIC).

La incorporación progresiva de la generación distribuida de origen renovable no gestionable a la red de distribución eléctrica, debido a la complejidad que introduce la volatilidad de su producción sobre la planificación y operación de red, junto con la dificultad de observar, predecir y monitorizar su comportamiento, trae consigo un potencial deterioro de su calidad y seguridad exigibles de la red. Por la tecnología empleada, estas instalaciones de generación introducen en la red fenómenos transitorios que afectan a su estabilidad, inversión de flujos de potencia y perturbaciones en la calidad de onda y sobre el control de tensiones [49].

Nuevas capacidades de gestión se incorporan de forma progresiva en el ámbito de la planificación y operación de redes, a través de las tecnologías de la información para el tratamiento de los grandes volúmenes de datos asociados a la supervisión y control de sistemas eléctricos (sistemas SCADA²⁴), bases de datos y herramientas de soporte asociadas). A ello se añade la disponibilidad de las nuevas infraestructuras de comunicaciones, así como de los dispositivos y tecnologías de captación de señal y medida. Aunque muchas de estas tecnologías ya estaban disponibles, las capacidades de su prometedora integración (TIC, junto con la captación estructurada y el tratamiento masivo de señales y medidas) resultan todavía condicionadas por su coste, por la regulación eléctrica, y por la madurez de las soluciones ensayadas en distintos sistemas de distribución eléctrica en el mundo, bien en fase piloto o en despliegue preliminar [5].

En el presente capítulo se describe el modelo operativo que en la actualidad permite visualizar el concepto de Red inteligente, o Smart grid, y su afección sobre los distintos Agentes que en la actualidad configuran la cadena del suministro eléctrico, sobre los nuevos servicios de red emergentes, o nuevos Agentes, y sus modelos de negocio, así como sobre el mercado eléctrico y las relaciones entre sus Agentes, y, en particular, sobre la planificación y operación de redes de distribución eléctrica.

5.2 SITUACIÓN ACTUAL

Las compañías eléctricas utilizan tradicionalmente sistemas de tipo manual o semiautomático para supervisar el estado del sistema eléctrico, sobre todo en media y baja tensión. La localización de averías con estos sistemas se completa con la acción coordinada de las brigadas de trabajo en campo, desplazadas para la operación local y el mantenimiento, preventivo y correctivo, de las instalaciones de distribución.

²⁴ SCADA: *Supervisory Control And Data Acquisition*.

Históricamente, las averías en la red se detectaban cuando los clientes llaman a la compañía para denunciar la falta de suministro. Como respuesta, la compañía envía una brigada de trabajo para localizar la avería mediante el método de prueba-error, actuación que se coordina desde el centro de control de red. A continuación, se organizan los medios necesarios reparar la avería que originó la interrupción del suministro. Mediante esta sistemática todavía se localizan y gestionan la mayor parte de las averías en la red de distribución en redes de topología radial (media y baja tensión) en todo el mundo.

En la actualidad, la mayor parte de las distribuidoras disponen de sistemas de telecontrol (SCADA) y telemando, con sistemas y automatismos descentralizados de protección de instalaciones, que permiten la supervisión y el mando sobre cada posición de entrada y salida de cada subestación eléctrica primaria (MAT-AT/MT), así como sobre sus elementos constitutivos críticos (transformadores de potencia, sistemas de protección y medida, elementos de maniobra, sistemas de compensación de energía reactiva y sistemas de telecomunicaciones). Se entiende por "posición" en MAT, AT o MT, como el conjunto formado por un interruptor con capacidad de apertura ante falta (intensidad de cortocircuito), los elementos seccionadores y aparellaje correspondientes, y sus equipos asociados de medida y protección.

El nivel de automatización, telecontrol y telemando resulta más limitado a medida que se desciende en el nivel de tensión de la red. De hecho, en el nivel de baja tensión la automatización es prácticamente inexistente [52] y, en la actualidad, para detectar la falta de suministro en este nivel de tensión, si no se cuenta con medida inteligente, en una primera etapa sigue siendo necesaria la comunicación por parte del cliente .

Para líneas de media tensión de explotación radial arborescente, con capacidades de apoyo mutuo entre ellas (anillo), algunas compañías distribuidoras han desarrollado sistemas para la reconfiguración automática de redes, mediante la detección y tratamiento de la señal del paso de la falta para localizar, aislar el tramo de red averiado y, de forma automática, reponer el suministro en los tramos sanos que han resultado afectados por la incidencia, realimentándolos desde los apoyos de red disponibles en ese momento [51]. Los algoritmos de cálculo para la reposición automática determinan la capacidad de los posibles apoyos de socorro en base a las medidas registradas en los instantes anteriores a la falta, evitando aperturas posteriores por sobrecarga de los circuitos de apoyo. A ello se añaden nuevas aplicaciones de asistencia a la operación de red que permiten, por ejemplo, determinar la distancia a la falta desde el interruptor dotado de protecciones adecuadas o, en tiempo casi real, la geo-referenciación sobre los sistemas gráficos de las descargas atmosféricas debidas a los rayos que puedan afectar al nivel aislamiento de los elementos constitutivos de la red de distribución eléctrica.

Los actuales sistemas eléctricos de distribución son el resultado de su propia evolución histórica. Dicha evolución junto con los avances en sistemas de gestión operativa de la red no siempre resultan coincidentes entre distintos países de una misma región. El desarrollo y orientación de las soluciones técnicas en cada empresa eléctrica en particular da lugar a sistemas de distribución bastante heterogéneos entre sí. Esta heterogeneidad junto con las distintas prácticas regulatorias de cada país, tienen como consecuencia la práctica ausencia de estandarización de las soluciones actualmente operativas en el mundo.

Los recientes avances en las tecnologías de la información y de comunicaciones han posibilitado la integración antes señalada, permitiendo, de este modo, el desarrollo de herramientas o sistemas de gestión de la red distribución (DMS) más avanzados y robustos.

Estos sistemas, además de proporcionar una mayor visibilidad en tiempo real del estado de las distintas posiciones y activos de red a lo largo del sistema de distribución, permiten simular su condición

operativa mediante la estimación de los flujos de carga, casi en tiempo real, lo que a su vez permite optimizar su explotación y mantenimiento. La estimación de las condiciones operativas del sistema permite la adopción, de forma anticipada, de acciones de mando sobre elementos de la red para dar respuesta a problemas potenciales o emergentes. O bien, permite conocer de forma anticipada la respuesta del sistema a las acciones planificadas de operación, en base a las condiciones del sistema en cada momento y su tendencia en base a su histórico registrado.

Estas funcionalidades, propias del ámbito de tensión MAT y AT, permiten alcanzar una operación de red más flexible y segura, que hasta ahora resultaba impensable en el ámbito de red de media tensión por la dispersión y elevado número de puntos en campo a monitorizar y telemandar, junto con el tratamiento del volumen de su información asociada.

Por ello, estas herramientas abren una nueva etapa en la actividad industrial de distribución eléctrica vinculada al abastecimiento de un suministro esencial para la sociedad, con requerimientos crecientes de seguridad y calidad regulados. La fiabilidad del suministro eléctrico depende de los procesos y procedimientos internos de cada empresa eléctrica distribuidora, soportados por herramientas y sistemas con capacidad para mantener y mejorar dichos estándares o requerimientos. Las mejoras que dichas herramientas posibilitan en los procesos y procedimientos referidos exigen de la madurez tecnológica previa de las mismas y, sobre todo, de la formación de los equipos humanos a las nuevas prácticas.

5.3 SISTEMAS DE GESTIÓN AVANZADA DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de SCADA tradicionales son los precursores de los nuevos sistemas de gestión de distribución (DMS) y su gestión avanzada (ADSM), y vertebran el desarrollo operativo del concepto de Red inteligente, o Smart grid.

Sin embargo, como antes se indicó, el alcance de los sistemas SCADA sobre la operación de red actual se limita a la red en los niveles de tensión MAT y AT, las subestaciones eléctricas, los alimentadores MT, y a determinados elementos en red MT, autónomos (automáticos o semiautomáticos) y/o accionables de forma local o a distancia por telemando. En cada centro de control de la red de distribución, el sistema SCADA integra el telemando especializado con las comunicaciones y las funciones de supervisión y optimización de red [52], [17].

Al nivel de red de distribución, debido al elevado número de puntos a supervisar y telemandar, cobran relevancia los importantes costes asociados al sistema SCADA, cuya eficiencia no se cuestiona al nivel de los componentes de una subestación y sus posiciones MAT/AT/MT, pero sí en el nivel de circuito o alimentador de media tensión y en los centros de transformación MT/BT conectados al mismo. La mayoría de sistemas de distribución avanzan, poco a poco, en el incremento prudente (coste despliegue de la inversión v.s. mejora calidad de servicio obtenida) del número de elementos de red en MT, e incluso BT, que incorporan supervisión y telecontrol en base al concepto de red inteligente. En la captura y tratamiento de los datos, el sistema SCADA juega un papel importante para establecer cualquier aplicación o herramienta de gestión asociada a la nueva red inteligente.

5.4 CONCEPTO DE RED INTELIGENTE

En una red de distribución eléctrica clásica o pasiva, que opera cerca de su capacidad nominal en las condiciones de calidad y seguridad exigidas de forma regulada, la necesidad de su ampliación o desarrollo viene determinada por la demanda eléctrica, actual y futura a abastecer desde la misma. Esta

demanda de servicios a abastecer desde la red eléctrica, de forma progresiva, va más allá del propio abastecimiento del consumo eléctrico.

La conexión a la red como sistema debe permitir el acceso a una combinación de recursos energéticos distribuidos, que a su vez pueden cambiar su condición a lo largo del tiempo (consumo, generación gestionable o no, autoconsumo y/o almacenamiento), y soportar la libre decisión de sus usuarios, en ocasiones determinada por la disponibilidad de otros recursos energéticos, manteniendo sus márgenes operativos de calidad (funcionamiento) y seguridad (fiabilidad) dentro de sus límites reglamentarios. Además, sus servicios deben contribuir a los esfuerzos para reducir las emisiones del carbono a la atmósfera, la reducción de los costes del sistema eléctrico, permitiendo nuevas modalidades más eficientes de uso de la energía.

Para las empresas distribuidoras de electricidad en un contexto regulatorio y tecnológico adecuado, lo anterior conduce a desarrollar estos conceptos de forma acompasada con la evolución de la demanda de los servicios red en su amplio sentido. Su implementación debe permitir afrontar los retos que dicha evolución imparable conlleva sobre sus capacidades técnicas y sobre su propio modelo de negocio regulado.

Los aspectos técnicos más relevantes que se identifican sobre las características técnicas de una red eléctrica clásica que evoluciona hacia un sistema de distribución inteligente son los siguientes [53]:

- **Capacidad de “auto restablecimiento” ante una incidencia en la red**, efectiva, inminente, o previsible. La red es capaz de dar respuesta y anticipar acciones para evitar la incidencia en el suministro (interrupción por avería interna, por acción externa, o por alterarse sus parámetros regulados), o paliar sus efectos, protegiendo los activos que pueden resultar potencialmente afectados, acotando en lo posible su alcance sobre los mismos y su entorno. La red inteligente identifica de forma proactiva la contingencia y es capaz de responder de forma preventiva para minimizar el impacto de la misma sobre sus usuarios.
- **Mejora de la calidad del servicio** a partir de la reducción de los tiempos de restablecimiento del suministro, así como, de una mayor visibilidad de los distintos elementos que configuran la red y, en particular, de los puntos en los que los usuarios se conectan a la misma, con avances notables en un control mucho más activo de la tensión en los puntos de conexión a la red, así como en aspectos relativos a la fiabilidad, la calidad de onda (huecos e tensión, microcortes, armónicos, flicker, etc.).
- **Mejora en la gestión y operación de los activos de red**. En la actualidad existe limitada integración entre los datos e información disponibles del mantenimiento de instalaciones de distribución eléctrica (correctivo y preventivo) con la visión desde los procesos de gestión de los activos de red. Dentro del concepto de red inteligente, las oportunas “medidas” (obtenidas mediante captadores), junto con el registro y análisis de la tasa de fallo por elemento, permiten determinar el estado y condición de los distintos equipos o elementos críticos de la red. Esto facilita un avance en la referida integración en los procesos de gestión del mantenimiento de dichos activos, al optimizar su eficacia y coste, desde una gestión adecuada del riesgo de la contingencia y su alcance a partir de la condición operativa de servicio de cada uno de los elementos críticos de la red (ver Capítulo 4 y la sección 7.4.2).
- **Incremento del número de puntos monitorizados en la red**, a partir del abaratamiento de los captadores, así como del incremento de capacidad para el tratamiento y transmisión de su medida al sistema de gestión avanzada del sistema de distribución (ADSM).
- **Soporte a los diversos recursos de energía distribuidos (DER) en la red**, generación distribuida renovable, almacenamiento energético, así como los emergentes agentes agregadores de instalaciones virtuales de generación y/o de consumo.

- **Participación activa de la demanda por consumo en el sistema.** En la red inteligente los consumidores están informados, involucrados e interaccionan para poder satisfacer sus necesidades energéticas en las mejores condiciones técnicas y económicas en cada momento, permitiendo un desarrollo amplio y efectivo de los sistemas de gestión activa de la demanda a través de la nueva generación de medidores inteligentes. Permite la participación activa, de forma agregada o individual, de los consumidores en el sistema eléctrico y su mercado. En este ámbito Los consumidores están informados desde el sistema para adaptar su comportamiento a las necesidades del sistema en base a condiciones previamente pactadas (DMS), o pueden modificar el modo en que usan y adquieren la electricidad en base a su capacidad de respuesta a señales normalmente de tipo económico (DR) en cada momento. La gestión activa de la demanda se configura como un recurso energético distribuido (DER) gestionable conectado a la red [17], [54].
- **Posibilita el despliegue de nuevos productos y servicios entre los distintos agentes del sistema** conectados a la red, acompañados con el desarrollo regulatorio necesario, en una estructura del mercado eléctrico flexible y robusta que asegura servicio eléctrico continuo y fiable, mientras ofrece posibilidades de negocio o de reducción de costes a los participantes en dicho mercado.
- **Resiliencia de la red como sistema frente a agresiones exteriores y desastres naturales.** La red es capaz de soportar ataques externos sobre su infraestructura física (subestaciones, apoyos, líneas, transformadores, etc.) y sobre su ciberestructura (sistemas, software, comunicaciones, etc.). Los captadores, equipos y sistemas que configuran su inteligencia distribuida están integrados en una estructura que observa, resiste, alerta y reacciona ante amenazas externas reconocidas por el sistema, incorporando mecanismos de supervisión, auto test y auto recuperación para mitigar la afección y alcance de posibles desastres naturales o ataques intrusos (malware y hackers).

En síntesis, la incorporación de los microprocesadores y las telecomunicaciones disponibles a los servicios de la red eléctrica para compartir en tiempo real la información, posibilita un balance más eficiente entre producción y consumo al nivel de usuario conectado a la misma, a la vez que favorece el establecimiento de nuevos agentes y servicios, y mejora la calidad y seguridad de su servicio [55], [56].

En base a lo anterior, la red inteligente es un concepto vertebrador de sistemas de información y telecomunicaciones, que posibilita la óptima gestión de activos de distribución eléctrica dispersos en el territorio y con retribución y calidad reguladas, y que soporta las decisiones en tiempo real de los agentes usuarios de la misma. Se trata de un sistema inteligente de suministro eléctrico y de servicios de valor añadido, que responde e interacciona directamente con sus usuarios para satisfacer sus necesidades.

Bajo este concepto se integran distintos aspectos de alcance técnico, que se pueden agrupar en tres ámbitos fundamentales: inteligencia distribuida, comunicaciones digitales, y control y mando de red [52].

Inteligencia distribuida. Agrupa los aspectos relativos a la supervisión y control; la automatización (sistemas de protección); el telemando de los puntos de maniobra; la evaluación de los flujos de energía; y el control de las tensiones, gestionando las capacidades y recursos disponibles conectados a la red. En este ámbito se incorporan los dispositivos y herramientas avanzadas del sistema SCADA (AMDS), los contadores o medidores inteligentes (con información en detalle de la curva de carga diaria consumo/generación a nivel del punto de conexión, aplicación de señales de precio acordes con el mercado, DSM y DR, soporte a los procesos de facturación, de control de capacidad, de conexión-desconexión, etc.) con alcance sobre la detección y localización de incidencias en el suministro y sobre el balance energético para el control de pérdidas en la red.

Comunicaciones digitales. Las comunicaciones bidireccionales digitales, en sus distintas soluciones de soporte (fibra óptica, power line communications, ADSL, satélite, radio, Wifi, etc.), fiables y a precio competitivo son la base de la capacidad para recoger todos los datos y transmitirlos a los sistemas de gestión activa de la distribución eléctrica (ADSM) y de medida – facturación, para su tratamiento y posterior toma de decisiones. Estas comunicaciones se extienden entre los agentes usuarios de la red, el distribuidor eléctrico, el operador del sistema de transporte y el propio mercado eléctrico.

Control y mando de red. La información generada por el gran número de puntos de la red a monitorizar aconseja establecer al menos dos niveles para el tratamiento de los datos:

- **Nivel descentralizado:** captura, tratamiento y transmisión de datos, tras su organización y análisis mediante equipos concentradores que determinan qué información debe ser comunicada a los sistemas centrales y qué acciones de control y mando deben realizarse a nivel local. Para ello, en este nivel se incorporan los dispositivos de comunicación bidireccional remotos en contacto con los sistemas centrales y con los contadores inteligentes en cada punto de conexión con la red; los captadores de supervisión de elementos de la red; así como de aquellos otros dispositivos telemandados o autómatas.
- **Sistemas centrales,** que reciben la información sistemática establecida. De este modo se configura una gestión descentralizada con mando y control centralizado, con la capacidad de recabar la información en detalle residente a nivel local. Forman parte de estos sistemas centrales: el sistema SCADA, junto con los demás sistemas de soporte a los procesos de negocio (planificar y operar la red, lectura de medidores, balance de energía, administración de contratos de acceso a la red, control de pérdidas, gestión de activos...), y las herramientas de movilidad para la mejora de productividad y eficiencia en las operaciones, junto con el desarrollo y soporte de los sistemas de gestión de la demanda (DMS y DR) y gestión activa del sistema de distribución (ADSM).

5.5 DOMINIOS FUNCIONALES EN LA RED INTELIGENTE

La red inteligente también se puede visualizar como una combinación de ámbitos de función o dominios funcionales [53], que ofrece las distintas condiciones de conexión al sistema, adaptadas a usos, hábitos de comportamiento y requisitos. Cada dominio funcional puede estar incluido en una o en varias de las distintas actividades industriales o de servicios que configuran el sector eléctrico (generación, transporte, distribución, comercialización y consumo), también denominados grupos de interés clave ("*key stakeholders*"). Así mismo, cada dominio funcional incorpora los servicios técnicos y de valor agregado a los procesos y actividades de soporte a las decisiones de los agentes, o sus posibles agrupaciones de interés.

Por su maduración tecnológica y reducción de costes, el **almacenamiento energético** ([6], [57]) además de mejorar la capacidad de gestión de la producción GD de origen renovable, con alcance sobre las actividades de generación y consumo o autoconsumo al mitigar la intermitencia de su recurso primario [58], en un contexto regulatorio adecuado, está también llamado a desarrollar capacidades funcionales de eficiencia energética en los ámbitos de red: en el transporte y en la distribución.

Los agentes pueden ser personas físicas o jurídicas, con capacidad legal para realizar transacciones en el mercado eléctrico, o bien para prestar sus servicios al sistema eléctrico a través del mercado, desde la propiedad acreditable que ostenten sobre infraestructuras eléctricas, sus dispositivos o componentes, centros de control o agregación, o sus sistemas de hardware o de software. Agentes con capacidad de intercambio de información con otros Agentes, a través de nodos de comunicación, para poder tomar sus decisiones de negocio. Cada Agente realiza sus procesos y actividades dentro de un dominio funcional específico. Algunas actividades son realizadas por un Agente, otras desde la decisión

coordinada de varios Agentes o su asociación, con interacciones sobre su conexión eléctrica con la red y los nodos de comunicación accesibles.

En la Figura 5-1 se muestran las posibles interacciones referidas entre los dominios funcionales en la red inteligente en donde conviven las actividades reguladas (transporte, distribución y determinados servicios complementarios) con actividades en libre competencia (generación, comercialización, usuario de red y determinados servicios complementarios).

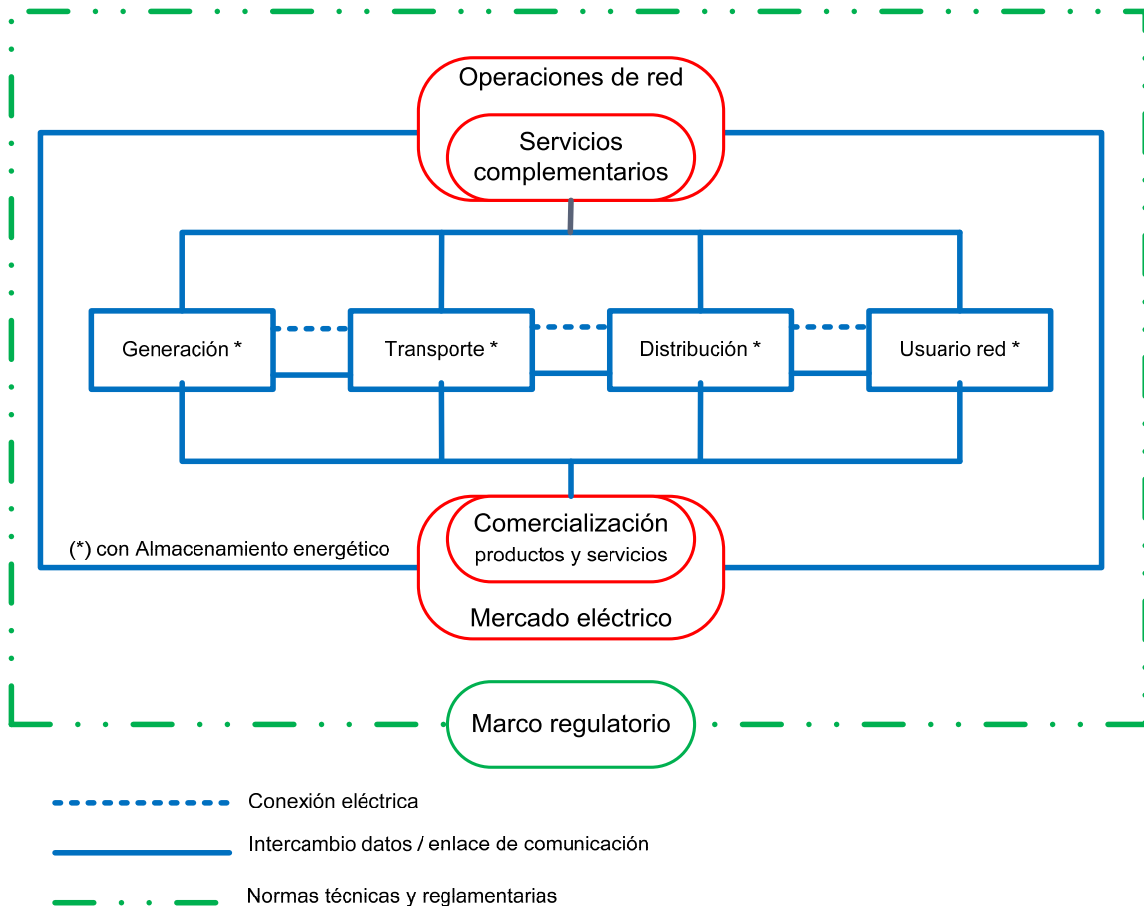


Figura 5-1: Principales dominios funcionales en la red inteligente.

Fuente: Elaboración propia, a partir de [53].

El cambio de paradigma que anuncia el progresivo desarrollo de la red inteligente sobre las actividades industriales clásicas (generación, transporte, distribución y comercialización) vinculadas al suministro de energía eléctrica, así como sobre las relaciones y dominios funcionales entre los Agentes se pone de manifiesto al comparar la Figura 5-1 con los niveles de relación e interacción actual entre los Agentes (ver Figura 2-3).

La legislación eléctrica de cada país regula, además de los requisitos, las funciones y responsabilidades de cada agente, que pueden estar localizadas en distintos dominios funcionales de la Red inteligente. Bajo la perspectiva de la red inteligente, a continuación se describen las referidas funciones y responsabilidades de los principales Agentes, que pueden agruparse en diez dominios principales, que se presentan como síntesis en la Tabla 5-1.

5.5.1 Usuario de red

En este dominio los Agentes gestionan el uso de su electricidad adquirida del sistema eléctrico y/o la producida en sus instalaciones para autoconsumo y venta de excedentes al sistema. Algunos de ellos proporcionan mando e información a otros agentes en otros dominios. Tres tipos de usuarios de electricidad: doméstico, centro comercial, e instalación industrial o de servicios. El Usuario de red o Cliente de la misma, además de generar, puede almacenar para mejor gestión de sus necesidades energéticas. Valores de referencia de las instalaciones receptoras: menos de 20 kW para usuarios domésticos, 20-200 kW para centros comerciales, y por encima de 200 kW para centros industriales o de servicios. El soporte del sistema de gestión de la energía reside en el medidor inteligente o en dispositivo independiente al efecto, adscrito al punto de conexión e intercomunicado con la red y los sistemas.

Por tanto, en este dominio funcional se puede identificar o agrupar las siguientes actividades o funciones: consumo, generación distribuida, capacidad de respuesta en demanda, vinculada a los sistemas de su gestión activa (DSM y DR), y almacenamiento distribuido.

Los agentes en este dominio se conectan al sistema eléctrico a través del dominio de distribución. Como excepción, existen Usuarios o Clientes singulares cuyo punto de conexión se encuentra en el dominio de transporte, por su volumen de demanda de electricidad o por las condiciones técnicas de seguridad que exige su abastecimiento.

El dispositivo o sistema de gestión de la energía puede comunicar con agentes de otros dominios mediante distintos soportes (la propia red eléctrica –PLC-, FO, ADSL, etc.) o con otros agentes dentro del mismo dominio por una red de área local (HAN²⁵). Su puerta de enlace (*gateway*) se convierte en la plataforma de entrada para las consignas operativas relativas al control remoto de carga, supervisión y control de la generación distribuida en el punto de conexión con la red, información local de la demanda por consumo de la red, lectura de medidores, e integración con los sistemas de gestión activa de la demanda (DSM y DR).

5.5.2 Comercialización

Los Agentes en este dominio intercambian precios y condiciones de producción y suministro dentro del mercado eléctrico. La comunicación entre los comercializadores en el mercado eléctrico y aquéllos en los dominios la generación es crítica se realiza a través del operador del mercado, que incluye el dominio de la generación y los recursos de energía distribuidos en la red (DER). Los DER, además de ubicarse en generación, pueden residir en la transmisión, distribución, y en los dominios de cliente. La participación de la mayoría del DER y de los clientes domésticos, comerciales y de servicios se coordina a través del agregadores, de generación y de consumo, respectivamente. Las comunicaciones de interacción con el mercado deben ser fiables, identificables y auditables.

Los desafíos en el dominio de la comercialización son los siguientes: difusión de precios y consignas de entrega DER a cada uno de los agentes en el dominio de cliente; objetivación simplificada de las reglas del mercado; extensión de las capacidades de los agregadores; desarrollo y coordinación de la información del mercado entre todos los potenciales productores y consumidores; gestión de la prospectiva de la demanda eléctrica y la regulación del sector en materia de comercialización al por mayor, y desplegando los mecanismos de comunicación necesarios de precios y condiciones de entrega y recepción de la energía eléctrica en el mercado eléctrico y dominios de cliente.

²⁵ HAN: Home area network, red de área local.

5.5.3 Servicios complementarios

Los Agentes en el dominio de Servicios complementarios dan soporte a los procesos de negocio de productores conectados al sistema, distribuidores y clientes. Estos procesos incluyen los correspondientes a la empresa eléctrica tradicional, verticalmente integrada (lectura de medidores, facturación y gestión de contratos) hasta los nuevos servicios emergentes en los dominios de usuario de red, comercialización y operaciones de red (ver Tabla 7-4). Las comunicaciones con el mercado y resto de los dominios resultan críticas para posibilitar nuevas oportunidades y modelos de negocio a través de nuevos servicios complementarios a la red para contribuir a su seguridad y estabilidad de funcionamiento [59].

El principal desafío en este dominio es el desarrollo de los mecanismos de comunicación necesarios para establecer nuevos servicios a través del mercado sin poner en riesgo ni deteriorar la seguridad y calidad del sistema eléctrico.

5.5.4 Operaciones de red

Los Agentes en este dominio son los responsables del funcionamiento del sistema dentro de sus márgenes operativos reglamentarios, libres de perturbaciones y riesgos. La mayoría de las funciones en este ámbito son responsabilidad de los agentes regulados de transporte y distribución

Algunos de sus procesos operativos o determinadas actividades de los mismos pueden resultar externalizables a Agentes en el dominio de servicios complementarios y otros evolucionarán, como antes se señaló, con el despliegue de las redes inteligentes.

Independientemente de la evolución de los “Servicios complementarios” y la “Comercialización”, el dominio “Operaciones de red” mantendrá su vigencia en el ámbito de la atención de las funciones básicas asociadas al establecimiento de los puntos de conexión y la gestión de la capacidad de la red, vinculada a la planificación y operación de la misma, a través de un operador independiente del sistema de transporte (TSO) o de distribución (DSO).

5.5.5 Generación

En este dominio se incluyen los productores que venden su electricidad directamente o a través de agentes de comercialización en el mercado, tanto a partir de tecnologías convencionales como de fuentes renovables. Pueden incorporar a su sistema de producción el almacenamiento energético asociado. Este dominio se conecta eléctricamente al dominio de transporte e intercambia información con los dominios de Operaciones de red, comercialización y transporte.

Los Agentes en este dominio deben comunicar la disponibilidad de sus recursos (fuentes primarias y condición de despacho) y capacidad de aportar servicios complementarios al sistema. Los requisitos emergentes para este dominio incluyen los instrumentos de control de emisiones, el establecimiento de la generación de respaldo o reserva para gestionar la variabilidad de la generación renovable.

5.5.6 Transporte

La operación de la red de transporte, con ámbito regional o nacional, está encomendada al Operador del sistema, cuya principal responsabilidad es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico. En estrecha coordinación con el Operador del mercado, gestiona las capacidades conectadas a la red de transporte para mantener su estabilidad a partir del adecuado equilibrio entre producción y

demanda. Para lograr este equilibrio al menor coste este dominio cuenta con la oferta de producción y su capacidad de regulación, las operaciones de red y los servicios complementarios, para su entrega a los dominios de distribución y cliente, todo ello liquidable a través del mercado.

La mayoría de las actuaciones en este dominio tienen lugar en las subestaciones. Control de flujos de potencia activa y reactiva y tensiones actuando sobre las tomas en carga de los transformadores, sobre elementos de compensación de reactiva, sobre elementos de acumulación energética, o sobre la topología de la red. Las subestaciones disponen de interruptores de potencia, elementos de maniobra, sistemas de control, protección y medida, normalmente supervisados por un sistema para el control y adquisición de datos (SCADA²⁶), sistemas de soporte a la operación de red, y un sistema de enlaces de control y comunicaciones con dichas subestaciones.

5.5.7 Distribución

Este dominio interconecta el dominio del transporte con el dominio del cliente. En este dominio se ubican los puntos de medida del consumo, el almacenamiento distribuido, y la generación distribuida. La topología de la red de distribución puede adoptar diferentes estructuras de desarrollo físico (radial, anillada o mallada). La fiabilidad del sistema de distribución depende de su topología y estructura, los condicionantes reglamentarios y económicos de su historia y despliegue, pero sobre todo del grado de desarrollo de sus sistemas SCADA y las comunicaciones de soporte, entre los elementos de la red, su centro de control y con los agentes en otros dominios.

Los agentes en el dominio de Distribución mantendrán una comunicación más estrecha, en tiempo real, con los agentes en el dominio de las Operaciones de red para gestionar los flujos de energía bidireccionales en la red inteligente, asociados a dominios más dinámicos de comercialización y cliente y a otros factores medioambientales y de seguridad. La comunicación desde dichos dominios como transmisión de las fuerzas del mercado afectará, a nivel local, al consumo, a la generación distribuida y a su almacenamiento energético, lo que, a su vez, impactará sobre la estructura y funcionamiento de la red como sistema.

5.5.8 Almacenamiento energético

El almacenamiento energético distribuido se vincula al ámbito de producción de electricidad, y por ello, se ubica en la actualidad en los ámbitos funcionales **de Generación** para aportar capacidad de regulación (generación a partir de fuentes convencionales) y/o estabilidad en su oferta firme en el mercado (generación a partir de fuentes renovables), y **de Usuario de red** (consumo o autoconsumo, o micro redes). No obstante, a medida que la madurez de sus distintas alternativas tecnológicas reduce sus costes, su capacidad potencial de contribuir a la estabilidad y eficiencia del sistema a través de los ámbitos regulados de red (transporte y distribución) permite catalogar este recurso en red como dominio funcional independiente, como se señala más adelante (ver Marco regulatorio).

El encuentro o casación entre oferta y demanda en una red con recursos energéticos distribuidos DER de forma eficiente, combinará el balance energético global, zonal y local, en donde el almacenamiento aportará a través del mercado su capacidad en los distintos dominios de función identificados en la red inteligente.

²⁶ SCADA, *Supervisory Control And Data Acquisition, Sistema para el control y adquisición de datos.*

5.5.9 Mercado eléctrico

Este dominio está asignado al Operador del mercado, que tiene a cargo las funciones y operaciones asociadas a la casación entre oferta y demanda eléctricas para elaborar el programa diario de funcionamiento del mercado eléctrico (sistema de ofertas de compra venta y operaciones del mercado). Se encuentra supervisado por una comisión de representantes de los generadores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados.

En la Figura 5-2 se señalan las funciones básicas del Operador del mercado eléctrico y del Operador del sistema eléctrico y de forma esquematizada sus interacciones

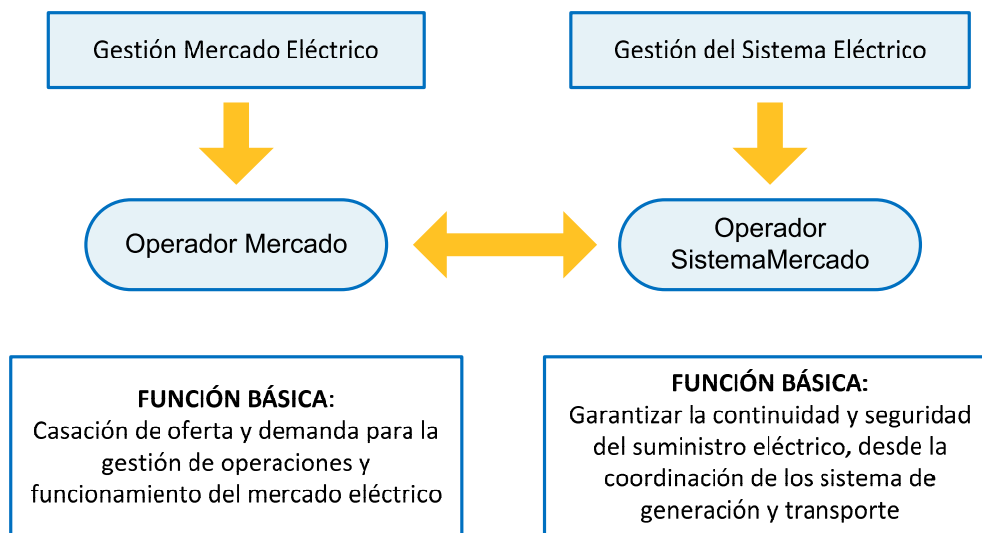


Figura 5-2: Funciones básicas de los Operadores del mercado y del sistema eléctrico.

Fuente: Elaboración propia, a partir de [60].

5.5.10 Marco regulatorio

Este dominio incluye la prospectiva de la demanda energética y su cobertura a nivel país o región, y con ella, la política energética, los planes de eficiencia y sostenibilidad, así como su desarrollo normativo. Incluye la regulación de los servicios públicos y las tarifas de último recurso; la retribución de las actividades reguladas en los dominios de transporte y distribución; y el desarrollo del marco jurídico que establece la regulación y que establece el conjunto de relaciones técnicas, económicas y jurídicas entre los agentes el sector eléctrico.

El marco regulatorio resulta clave para establecer el ritmo de adaptación de los distintos dominios y sus agentes a la evolución tecnológica que conlleva o favorece el desarrollo de las redes inteligentes y con ello el progreso sostenible de la sociedad en su conjunto.

El marco regulatorio en cada país debe reforzar la mejora permanente de la eficiencia en la cobertura de la demanda energética, especialmente en un contexto en desarrollo hacia una red inteligente con recursos energéticos distribuidos. Desde la eficacia del balance energético macro del sistema, deberá aprovechar la posible sinergia del equilibrio oferta y demanda a nivel local, a partir de los DER.

A pesar de la eficiencia alcanzada, la separación jurídica entre las actividades básicas que configuran la cadena del suministro eléctrico (generación, transporte, distribución, comercialización y consumo), y la

competencia a través del mercado eléctrico en algunas de ellas (ver Capítulo 2), las barreras de intercambio de información establecidas entre los Agentes dificulta en la actualidad la consecución de eficiencias adicionales relacionadas con la sinergia referida. Esta sinergia surge al hacer partícipes en el equilibrio entre oferta y demanda a todos los recursos energéticos interconectados por el sistema eléctrico, en donde se incluye la provisión de los servicios complementarios de red.

Esta limitación impuesta al intercambio de información restringe el **almacenamiento energético** a los ámbitos de generación y de usuario de red, al aportar su capacidad a mitigar la intermitencia de la producción eléctrica de origen renovable. Aunque, como se ha señalado, desde su actual proceso de maduración y reducción de costes, el almacenamiento está llamado a extender su aportación de eficiencia y estabilidad en los distintos dominios funcionales de la red inteligente. Las actividades de red (transporte y distribución) desde su contexto retributivo regulado, todavía tienen muy limitada su capacidad inducir la demanda de equipos y construcción de instalaciones de almacenamiento que puedan, a su vez, potenciar la innovación y el desarrollo de estas tecnologías.

La consolidación funcional del almacenamiento energético en la cadena del suministro eléctrico requiere de las adecuadas condiciones regulatorias. En base a lo antes expuesto, una opción puede ser otorgar al almacenamiento energético el carácter de dominio funcional vinculado a las distintas actividades que configuran la cadena de valor del suministro eléctrico, o bien, el carácter de actividad independiente. Es decir, como un recurso energético complementario o independiente de las demás actividades del sector eléctrico. En estos lineamientos se trabaja en el Reino Unido, en donde el regulador y la industria del sector evalúan el valor añadido del almacenamiento en cada uno de los dominios funcionales o actividades del suministro eléctrico para, a partir de su necesidad efectiva a lo largo de la cadena del suministro eléctrico, propiciar la formación de las oportunas señales económicas, desde la regulación y desde el mercado, para su desarrollo como recurso o actividad [57].

Como síntesis del contenido del presente apartado, en la Tabla 5-1 se enuncian con carácter no limitativo las principales actividades y funciones y responsabilidades de los Agentes en la cadena del suministro de energía eléctrica, bajo una perspectiva de red eléctrica inteligente.

Dominio funcional	Actividades y funciones principales de los Agentes
Generación	Productor de energía eléctrica. Gestor de sistema de energía (planta de generación, sistema de almacenamiento, capacidad de regulación...). Centro de control agregador de productores. Plantas virtuales de producción eléctrica (VPP).
Transporte	Gestor de infraestructuras e instalaciones adscritas al transporte eléctrico. Elementos constitutivos de un centro de control y operación remota en la red de transporte. Almacenamiento energético. Dispositivo electrónico inteligente. Gestor de los activos de red (ingeniería de propiedad). Gestor de los ingresos regulados e inversiones. Seguridad y calidad del sistema.
Distribución	Gestor de infraestructuras e instalaciones adscritas a la distribución eléctrica. Elementos de constitutivos de un centro de control y operación remota en la red de distribución. Almacenamiento energético. Dispositivo electrónico inteligente. Gestor de los activos de red (ingeniería de propiedad). Gestor de los ingresos regulados e inversiones. Seguridad y calidad del suministro.
Operaciones de red	Operador independiente del sistema de transporte (TSO) y de distribución (DSO). Gestor de sistema de energía (SCADA, ADSM). Agente de medida y control. Agente operador de subtransporte. Agente operador local de distribución. Agente gestor de carga (DSM y DR). Agente de información al cliente. Agente gestor de averías.
Comercialización	Agente del mercado mayorista. Agente del mercado minorista. Agregador demanda. Agregador de pequeños productores (VPP). Agregador oferta servicios complementarios red.
Usuario de red	Consumidor. Generación distribuida. Almacenamiento energético. Capacidad de respuesta en demanda (DSM y DR). Medidor inteligente. Display en instalación receptora. Controlador DER. Dispositivos inteligentes gestión punto conexión a red. Gestor de sistema de energía. Puerto comunicaciones. HAN Interface. Agente de gestión carga vehículo eléctrico.

Servicios complementarios	Agregador oferta servicios red (ver Tabla 7-4). Agente agregador respuesta en demanda (DSM y DR). Agente de información a los Agentes. Concentrador de lectura de medidores. Agente de gestión de contratos y facturación.
Mercado	Operador del mercado
Marco regulatorio	Cobertura demanda. Política energética. Planes de eficiencia y sostenibilidad. Desarrollo marco jurídico dominios funcionales sector energético. Retribución regulada dominios transporte y distribución. Regulación servicios públicos y tarifas de último recurso. Evolución tecnológica.

Tabla 5-1: Dominios funcionales de los agentes en el entorno de la red eléctrica inteligente.

Fuente: Elaboración propia

5.6 TRATAMIENTO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN LA RED INTELIGENTE

Al disponer de más información y herramientas adecuadas para su captación y tratamiento, la Red inteligente impulsa la mejora constante de los procesos y actividades que configuran la distribución eléctrica, con alcance sobre las obligaciones y responsabilidades de los distribuidores, como agentes regulados.

El soporte del conjunto de sistemas asistentes a los procesos de operación y planificación de red en su evolución observada hacia la Red inteligente se puede agrupar bajo el concepto de gestión activa del sistema de distribución (ADSM), expresado en el Capítulo 7.

Desde la planificación y operación de red, bajo la perspectiva de desarrollo y evolución de los conceptos técnicos, legales y económicos vinculados al servicio de la red como sistema inteligente y, por ello, adscritos a la actividad regulada del suministro eléctrico, se identifican en el tiempo tres fases o estadios para el tratamiento de los distintos recursos energéticos DER conectados a la red de distribución eléctrica.

En un primer estadio se logra la monitorización y control de la generación distribuida y, en general, de los recursos energéticos conectados a la red bajo el criterio “fit and forget”. Este criterio se establece en la regulación en base a condiciones de conexión firme a la red, con prioridad de acceso o despacho de la generación distribuida de origen renovable no gestionable. En este estadio se encuentran los límites admisibles en la red determinados de forma reglamentaria en los distintos países del mundo desarrollado. En particular, en relación a Europa ver [61] y [62].

En una segunda fase, se gestiona la capacidad disponible en base a soluciones de operación de red, y condiciones no firmes de conexión a la misma ante posibles restricciones operativas identificables. Con la previa autorización de la Administración competente, se identifican dichas restricciones y la situación transitoria de contingencia en la red, que asume el agente generador entrante (y, en su caso, su financiador) por su baja probabilidad de ocurrencia. Representa un tímido avance en la utilización (criterio conservador) de la capacidad red más allá de los límites reglamentarios establecidos en la fase anterior.

Desde la actual visión de la red inteligente, en el estadio final se alcanza una gestión proactiva de la capacidad de la red en cada momento, con alcance sobre su planificación y operación segura, en base a los recursos energéticos a ella conectados y disponibles, o de posible incorporación (generación, consumo, DMS y almacenamiento) con capacidad para aportar servicios que contribuyan a la seguridad y estabilidad de la red. Este último estadio enmarca una utilización y un acceso eficiente a la red

(Artículo 25.3 de la Directiva 2009/72/CE, [63]) que el distribuidor gestiona como un sistema (DSO), en coordinación con sus usuarios y en estrecha interacción con el transportista (TSO). Este estadio requiere el despliegue de sistemas y comunicaciones, con gestión descentralizada y control y mando centralizado, que posibilita la red inteligente. En el mundo, este estadio se encuentra en fase investigación y desarrollo, con experiencias piloto y avances muy prometedores.

En la visión prospectiva de una red inteligente con mayor participación de las energías renovables en la producción eléctrica, una parte importante de la electricidad será aportada al sistema en el nivel de baja tensión (BT). Por este motivo, y con las condiciones regulatorias necesarias, los ámbitos BT de distribución pueden evolucionar desde la estructura jerárquica “top-down” hacia una configuración de micro redes inteligentes que se vertebran en un sistema inteligente de distribución que asegura el respaldo eficiente a la calidad y seguridad del suministro eléctrico a la sociedad [58], [57].

5.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 5

Con el apoyo de la informática avanzada y las tecnologías de comunicación disponibles, la red inteligente funcionará de un modo distinto al sistema eléctrico de potencia tradicional. A partir del momento en que el equilibrio o casación entre suministro y demanda traslada parte de su ajuste al nivel de punto de conexión al sistema, o a nivel de dispositivos componentes en una microgrid, o conjuntos de microgrids, se posibilita el concepto de gestión microeconómica para lograr una optimización macroeconómica o global. Con ello, la gestión de la demanda de consumo de energía eléctrica trascenderá a la decisión y propiedad de cada agente del sistema o del mercado, lo que conducirá a un uso más intensivo de la red con accesos más eficientes a la misma, con alcances sobre la sostenibilidad exigible a los nuevos desarrollos del sistema de transporte y distribución.

La coordinación pre negociada o negociable, a través de medidores y dispositivos inteligentes entre distintas opciones de decisión cuasi automática sobre la nueva infraestructura de red, se realizará en plazos mucho más cortos gracias a la red inteligente, que permitirá el incremento de recursos energéticos distribuidos de origen renovable, no siempre predecibles en su aportación a una red más flexible y con una mejor gestión de su capacidad en cada momento. Como consecuencia, la red inteligente es capaz de aunar los dos objetivos principales para el sector energético en una sociedad moderna: los esfuerzos eficaces de reducción de emisiones a la atmósfera, sustituyendo las energías dependientes convencionales por energías renovables; y progresar en la ineludible mejora de su eficiencia energética. Ambos objetivos se convertirán en el centro de la cobertura de la demanda futura de la energía, como clave del crecimiento de una economía sostenible y próspera que es capaz de reducir su huella de carbono.

Todo ello determina un uso más eficiente e intensivo de las redes existentes, gestionando mejor su capacidad como sistema, a partir de una mayor visibilidad de sus elementos componentes y de los dispositivos conectados al mismo. A ello se suman nuevos servicios emergentes de red para mejorar la calidad y seguridad del sistema, en un entorno sólo imaginable desde el previo despliegue de las redes inteligentes, en el adecuado contexto regulatorio.

CAPÍTULO 6: PLANIFICACIÓN EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

6.1 INTRODUCCIÓN

Tras analizar la evolución de los sistemas eléctricos en el mundo, impulsada por la desregulación de sus actividades, en busca de su sostenibilidad económica y medioambiental, dentro del ámbito de distribución, en los capítulos precedentes se ha podido constatar la tendencia global en los países desarrollados que se caracteriza por la incorporación a la red de recursos energéticos distribuidos (DER) y el desarrollo del concepto de redes inteligentes.

El contenido del presente capítulo se centra en identificar las herramientas y métodos para abordar el análisis del comportamiento de un sistema de distribución eléctrica que integra en su planificación y operación los recursos energéticos conectados al mismo – ámbito de la oferta y de la demanda, ver Capítulos 4 y 5-, incluidos en el concepto de sistemas de gestión avanzada de la distribución eléctrica (ADSM).

En los últimos años, las publicaciones en esta materia se ubican principalmente en la planificación y optimización de la oferta, buscando maximizar la integración de la generación distribuida en la red existente. La tesis del presente trabajo se construye en el ámbito de la mejora de la operación y planificación de la red de distribución, cuando es capaz de incorporar la generación distribuida, junto con otros recursos energéticos englobados bajo el concepto de recurso energético distribuido, DER, en el objetivo de calidad y seguridad de su suministro, a la vez que asegura un acceso eficiente a los usuarios de la misma. De este modo, en un entorno de redes inteligentes se puede lograr la óptima integración de la planificación del conjunto de dichos recursos (red y DER), junto con la identificación de potenciales nuevos servicios de interés para los distintos agentes involucrados.

Las posibilidades que ofrece la participación activa en el **ámbito de la demanda** por consumo en el sistema (DSM, DR y CLS) quedan fuera del alcance del presente trabajo debido a la separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica en los países avanzados, por el momento, la capacidad de interacción del DSO con la demanda resulta muy limitada. Además, las diferentes líneas de investigación e iniciativas de referencia se encuentran en una fase incipiente[54], que se vincula estrechamente al desarrollo y despliegue de la nueva generación de medidores inteligentes, así como a los algoritmos avanzados de previsión de la demanda, en estrecha relación con los correspondientes algoritmos para establecer en cada momento las señales adecuadas de precio, y con la información puesta a disposición en cada punto de suministro para los usuarios, o para sus aplicaciones inteligentes.

Como consecuencia, para los objetivos señalados el modelo que se propone se centra en el **ámbito de oferta** DER, es decir, la generación (DG) y el almacenamiento distribuido (DS). No obstante, en el desarrollo conceptual del contenido del presente capítulo resultaría válida toda referencia a la integración de la generación distribuida en la red como referida al conjunto de recursos DER, tanto desde la oferta y como desde la demanda, abarcando en su alcance los conceptos: DG, DS, DSM, DR Y CLS (ver Glosario de términos), aunque el modelo propuesto en la tesis se construya desde el referido ámbito de la oferta DER.

Debido a la concurrencia de distintos factores (tecnologías, ámbito geográfico y temporal de red, tamaño, emplazamiento, sistemas de operación y control, libre iniciativa empresarial en actividades reguladas y en competencia, etc.) es difícil estimar cuál es la capacidad subyacente de los sistemas de

distribución para incorporar recursos DER y, con ello, inferir el contingente óptimo de generación distribuida que se podría conectar a la red en los próximos años. Por otra parte, el aumento de su penetración en el sistema eléctrico requiere de robustas herramientas que permitan evaluar la capacidad, comportamiento y requisitos operativos de las redes con el fin de identificar las mejores estrategias de planificación y operación de los sistemas de distribución.

En los últimos años se han desarrollado distintas estrategias y criterios técnicos para orientar y contribuir a la integración de la generación distribuida en los sistemas eléctricos, desde la perspectiva de optimizar su ubicación en la red existente, lo que supone identificar su emplazamiento y capacidad o tamaño de la instalación. En los siguientes apartados se presenta una síntesis de las distintas herramientas y métodos en esta área de especialidad para evaluar el comportamiento de la red en el ámbito de su planificación y desarrollo.

Por diversos motivos, su despliegue operativo hasta la fecha resulta limitado a instalaciones piloto o experimental [64], [65], [66], orientado a maximizar la capacidad de evacuación DG no gestionable a través de una red de distribución existente, respetando sus restricciones operativas (variación de tensión y límites térmicos) en estado normal y bajo contingencia por fallo simple (n-1). De este modo, se procura evitar desarrollos o repotenciación de la red de distribución al tiempo que se maximiza su capacidad de evacuación de la producción eléctrica de origen renovable (uso intensivo de la capacidad) minimizando su restricción (vertido del recurso primario), en base a un sistema de control centralizado de la gestión de las condiciones de conexión a la red de cada planta DG (firme, no firme, o no firme con capacidad de recibir consignas de seguimiento de la demanda). Además, se identifica un punto de equilibrio para completar las señales económicas regulatorias que permitan al promotor DG financiar su proyecto. Las experiencias operativas piloto identificadas en este ámbito cuentan con el correspondiente respaldo regulatorio nacional por su carácter experimental.

A partir de las referidas herramientas y métodos para la planificación de redes eléctricas de distribución, en el presente capítulo se identifican las barreras derivadas del contexto regulatorio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, así como las dificultades técnicas y operativas para lograr esta implementación. Estas circunstancias condicionan hasta la fecha la escasa permeabilidad de los operadores de red a la hora de aplicar las distintas herramientas identificadas en las distintas líneas de investigación recorridas en este campo. Los retos a superar marcan el desarrollo del modelo propuesto en un entorno de despliegue de redes inteligentes de distribución eléctrica.

6.2 CONTEXTO TÉCNICO Y REGULATORIO

En un determinado ámbito de red, para el operador de un sistema de distribución eléctrica (DSO) no resulta sencillo establecer la condición técnica y operativa del acceso de un elevado contingente de generación distribuida. Por otra parte, sugerir la ubicación de los emplazamientos en la misma, así como el tamaño de las plantas de generación distribuida (DER), desde la visión de la planificación de la red, en mercados eléctricos desregulados puede resultar incluso incompatible con la separación de actividades establecida.

El DSO no puede participar, sin influir posiblemente de forma discriminatoria frente a terceros, en la decisión de inversión sobre instalaciones de generación (en general, de toda instalación DER – generación y/o consumo-) cuando, por otra parte, es quien debe determinar e informar las condiciones técnico económicas del punto de conexión al sistema de las solicitudes de acceso a la red, independientemente de la tecnología o de la ubicación geográfica de la instalación de generación, acumulación o consumo proyectada y su tamaño.

En este contexto a las incertidumbres del propio plan de negocio de la instalación DER, debidas por ejemplo a la proyección de los ingresos (con origen, en ocasiones, en la propia regulación eléctrica) y, con ello, a la financiación y apalancamiento de la inversión implicada, se añaden las correspondientes a la coordinación de su conexión a la red con la planificación y desarrollo de la misma. La planificación y desarrollo de la red debe integrar las nuevas solicitudes firmes de conexión a la misma, por generación y/o consumo, salvaguardando la calidad y seguridad del suministro eléctrico, y evitando infraestructuras ociosas (ver Capítulo 4). En base a ello, el DSO podría establecer las condiciones técnicas y operativas de conexión a la red de manera coordinada con el alcance de los desarrollos y/o refuerzos previstos en la misma, de forma objetiva y eficiente, al resultar acompañados con las necesidades operativas del sistema.

El actual contexto regulatorio prescribe al DSO la necesidad de informar puntos de conexión firmes, adoptando el criterio conservador "fit and forget" de las instalaciones DER, a partir de una secuencia cronológica de recepción de solicitudes, caso a caso, informando soluciones incrementales de refuerzo de red (nuevas líneas y/o transformadores), que debe sufragar el solicitante. Desde esta dificultad, o imposibilidad actual, de informar soluciones de conexión con una visión global, que permitiría acompañar en el tiempo las necesidades de la red con las de sus usuarios, las posibles soluciones que, por sus sinergias técnicas y económicas, podrían resultar más eficientes para la sociedad por su coste e impacto medioambiental, resultan descartadas.

Las distintas políticas energéticas adoptadas de los países desarrollados para diversificar la producción eléctrica, mediante una mayor participación de las fuentes de origen renovable, han determinado los diferentes criterios técnicos y económicos de integración de la generación distribuida (DG), y en general de los recursos DER, en las redes de distribución eléctrica.

La decisión del emplazamiento de las instalaciones DER es el resultado de la libre iniciativa empresarial de sus propietarios e inversores, respetando el correspondiente régimen de autorizaciones administrativas que regulen la actividad (ordenación del territorio, condiciones medioambientales, eficiencia energética, etc.). El DNO y administraciones competentes carecen de capacidad de control sobre dicha decisión, aunque dichas instalaciones y su operación impactan sobre el funcionamiento de la red. Un inadecuado emplazamiento puede provocar un incremento de pérdidas y de costes operativos en el sistema.

Sin embargo, los principios de separación de actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, no tienen por qué resultar necesariamente incompatibles con el necesario desarrollo de la regulación eléctrica, acorde con las posibilidades que, en particular, en el nivel de red de distribución eléctrica las tecnologías de generación, almacenamiento energético, gestión de la demanda, de medida y control ofrecerán en un entorno de redes inteligentes (ver Capítulo 7).

El DSO podrá mejorar la seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico, a la par que podrá diferir en el tiempo **inversiones por refuerzo o desarrollo** de red al integrar en su planificación y operación de red la oferta de los recursos y servicios con origen DER. A partir del posible **intercambio de servicios complementarios y servicios de red** identificados en el Capítulo 4, se puede establecer de forma regulada un incentivador "gana-gana" entre el DSO y los usuarios del sistema en donde se procuran las señales técnicas y económicas adecuadas para optimizar la **ubicación y tamaño de las plantas**, así como de determinadas cargas por consumo, con el fin de favorecer al usuario un **acceso y uso más eficiente de la red**, que, a su vez, propicia la **reducción de sus pérdidas**, o al menos evita su incremento.

Esta realidad de amplia variedad de supuestos y circunstancias, en las que el DSO debe incorporar los recursos DER a la operación de la red, desde su planificación, ha impulsado en la última década a

científicos y fabricantes de equipos alrededor del mundo a investigar en mayor profundidad estos aspectos.

En base a todo ello, las distintas herramientas y criterios que utilice el DSO para integrar en la red los referidos recursos distribuidos emergentes deben tener en cuenta en sus distintos escenarios de estudio otros aspectos además de las restricciones de funcionamiento del sistema por su topología y las propias restricciones de estabilidad y fiabilidad, como el control de tensión y los límites térmicos de sus elementos componentes. Estos aspectos a considerar son la intrínseca variabilidad de la demanda y de la generación distribuida renovable, junto con la emergente gestión activa del sistema de distribución (AMDS) descrita en el Capítulo 7, que en un entorno de redes inteligentes permitirá superar el actual criterio "fit and forget" antes referido.

6.3 CRITERIOS DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN EN LA PLANIFICACIÓN DE REDES

La planificación del sistema de distribución eléctrica incorporando los recursos DER requiere analizar distintos aspectos. Entre ellos cabe señalar: la tecnología DER empleada, el número y la capacidad de las unidades, la ubicación óptima, el tipo de conexión de red (firme o no firme), así como el impacto de los recursos DER sobre el funcionamiento del sistema: control de sus márgenes operativos (perfil/control de tensión y límites térmicos), las pérdidas técnicas eléctricas, su estabilidad y fiabilidad. Por estos motivos, el uso de herramientas de optimización capaces de orientar hacia la mejor y prudente solución de red de distribución puede resultar muy útil para la planificación de la red de distribución como sistema que incorpora los referidos recursos distribuidos DER.

La bibliografía analizada en este ámbito se orienta principalmente a la selección de los mejores emplazamientos para ubicar las instalaciones DG, y en general DER, así como en la determinación del tamaño de las unidades DG en los sistemas de distribución [67], [68] y [69] , esto no impide extender dicho análisis al conjunto de los aspectos antes señalados, con alcance sobre la red que se planifica y opera como sistema, integrando los recursos energéticos ella conectados dentro de un contexto regulatorio determinado (calidad y seguridad del servicio de red, retribución regulada, separación de actividades, etc.).

A continuación se presenta una clasificación de los principales criterios de análisis y métodos de optimización que, al hilo de las conclusiones del presente capítulo, permiten enmarcar el modelo propuesto de planificación de red de la presente Tesis. Esta clasificación referida es la siguiente:

- Criterio analítico
- Análisis exhaustivo
- Programación lineal
- Programación no lineal
- Técnicas metaheurísticas
- Métodos multiobjetivo
- Métodos probalísticos

Las referencias bibliográficas que se indican a continuación pueden combinar diferentes métodos o criterios de la clasificación anterior. Por ello, se incluyen en dicha clasificación en base a su referencia analítica o metodológica aplicada más relevante.

6.3.1 Criterio analítico

En un escenario de demanda y generación sencillo, puede resultar suficiente el análisis técnico simplificado o básico para evaluar un tramo de red, si se establece como función objetivo uno de los aspectos técnicos concurrentes (variación de tensión, límite térmico por carga, pérdidas, etc.). Bajo estas premisas, a partir de un conjunto de ecuaciones simplificadas se pueden determinar criterios, o reglas nemotécnicas básicas, con un alcance técnico suficiente para la evaluación y toma de decisiones prudentes.

Una línea eléctrica entre dos nudos, "a" y "b", se puede modelar eléctricamente a partir de sus parámetros característicos:

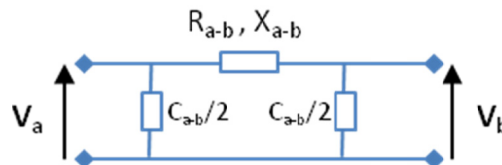


Figura 6-1: Parámetros característicos del modelo en π de una línea eléctrica entre dos puntos "a" y "b".

Como ejemplo, para determinar la capacidad admisible DG en "b", dado que el ratio R/X en líneas de distribución AT o MT aéreas es muy bajo y la capacitancia de la línea despreciable, \vec{V}_a y \vec{V}_b resultan prácticamente en fase. Las componentes activa y reactiva de la carga (P, Q) en "b" determinan la diferencia del ángulo entre la intensidad y las tensiones \vec{V}_a y \vec{V}_b , con lo que, de modo simplificado, la caída de tensión entre "a" y "b" viene determinada por:

$$\vec{V}_a - \vec{V}_b \cong |\vec{V}_a - \vec{V}_b| = \Delta V_{a-b} = \frac{(P_b \cdot R_{a-b} + Q_b \cdot X_{a-b})}{V_b} \quad (1)$$

Si "a" representa el punto de salida de una transformación en el nivel de distribución, R y X la resistencia y la reactancia de la línea, y P_b y Q_b la componente activa y reactiva, respectivamente, de la carga conectada en "b", la capacidad de generación distribuida (DG) conectada en "b", con una potencia activa P_{DG} y reactiva $\pm Q_{DG}$ dará lugar a la siguiente variación de tensión en el referido tramo de red:

$$\Delta V_{a-b,DG} = \frac{[(P_b - P_{DG}) \cdot R_{a-b} + (Q_b \pm Q_{DG}) \cdot X_{a-b}]}{V_b} \quad (2)$$

La ecuación (2) permite determinar en el punto de conexión con la red "b" la capacidad óptima admisible DG en MW y su factor de potencia (o MVAR), de una forma simplificada pero suficiente, para optimizar la caída de tensión entre "a" y "b", asegurando su variación entre "a" y "b" (perfil de tensiones) dentro de los límites establecidos.

Del mismo modo, a partir de (2) se puede ampliar este análisis a todas las posibles ubicaciones potenciales de la DG para ofrecer una visión suficiente que permita identificar los emplazamientos en la red y los tamaños más adecuados de las plantas DG para el escenario de carga considerado.

Este tipo de análisis es utilizado también por distintos autores para evaluar las pérdidas en un contexto de red pasiva y un escenario concreto de carga, como habitualmente también lo hacen las distintas empresas distribuidoras.

Sin embargo, para la adecuada evaluación de las pérdidas de energía en la red cuando se estudia el acceso y conexión de generación distribuida puede no ser suficiente este análisis estático simplificado a partir de un escenario puntual de demanda. Normalmente, este análisis preliminar requiere el complemento necesario mediante técnicas estimatorias en función, por ejemplo, de la curva monótona de carga de red o de la línea en cuestión, para incorporar los posibles escenarios previsibles de carga más desfavorables, o incluso la posible inversión de los flujos de carga habituales en determinados escenarios representativos de carga (baja demanda por consumo y elevada generación distribuida).

Por otra parte, debido a la inherente variabilidad natural de la demanda y de la generación renovable el análisis de pérdidas no es el único criterio a la hora de evaluar la capacidad de la red por parte del distribuidor. Además de los distintos escenarios de consumo-generación, se incorporan en dicha evaluación otros criterios técnicos exigibles, como la máxima variación de tensión, así como los límites térmicos por carga de los elementos que constituyen la red, no incluidos en la formulación anterior que determina el funcionamiento del sistema, pero no la seguridad exigible al suministro eléctrico. Obsérvese que en el ámbito de la red de distribución no se incluye el control de la frecuencia (ver Capítulo 7).

Para confirmar la capacidad de red o la observancia de determinados criterios técnicos, la principal limitación de este tipo de análisis es que sólo permite evaluar una instalación, de generación o de consumo, en cada evaluación. Mediante un procedimiento secuencial se pueden evaluar múltiples conexiones de generación y/o de consumo. No obstante, esta visión discreta de las distintas soluciones, a partir del análisis singular y simplificado de cada una de las solicitudes de acceso a la red, puede dar lugar a una saturación "virtual" de la capacidad de red, por la propia sucesión temporal en la evaluación de las soluciones técnicas de conexión, en base a la secuencia cronológica de las solicitudes de acceso correspondientes y su periodo de vigencia reglado, emitidos por la empresa distribuidora sin poder tener en cuenta el conjunto de los emplazamientos posibles de apoyo a la red, ni la posible variación del tamaño de las plantas. Como se trata en el Capítulo 7, lo antes señalado da lugar a situaciones paradójicas en la realidad que en nada contribuyen a la eficiencia del sistema eléctrico.

En este contexto, la incorporación de posibles soluciones complementarias desde el ámbito de operación de red, como la coordinación de recursos para el control de tensiones, o las restricciones de la capacidad de generación (acceso no firme) resultan muy complejas de gestionar y de concretar en los correspondientes informes de conexión y acceso no discriminatorio de la red (ver capítulo 7). En resumen, aunque este modelo analítico de cálculo ofrece soluciones y alternativas suficientes para el estudio y evaluación preliminar de las condiciones de acceso a la red, sus resultados conservadores resultan sólo indicativos para un escenario concreto y, posiblemente, no suficientes para orientar la eficiencia del acceso a la red, en términos de emplazamiento y de tamaño óptimos de cada instalación.

6.3.2 Análisis exhaustivo

La evaluación de un aspecto técnico como la variación de tensión o las pérdidas, se puede mejorar ampliando el alcance del análisis sobre un mayor ámbito de red. Más allá de un tramo o toda una línea de distribución, en entornos con alta penetración de generación distribuida y elevados niveles de compromiso de capacidad por consumo, resulta más adecuado estudiar el conjunto de la red afectada por la incorporación de los nuevos usuarios de la red de distribución (generación y/o consumo). La adecuada aproximación al problema conlleva establecer valores discretos de la capacidad de consumo y/o de la generación renovable. Con un mayor alcance sobre el ámbito de red y la necesaria parametrización de los aspectos técnicos (los antes señalados: caída de tensión, límites térmicos y pérdidas; junto con las restricciones operativas de red: condición y probabilidad de la contingencia por fallo simple, N-1), y no técnicos (derivados de la regulación, bonanza económica, estacionalidad,

climatología, etc.) las distintas funciones objetivo se pueden alcanzar, aunque consumiendo bastantes recursos de cálculo.

Esta metodología adoptada en [70] y [71] para determinar la ubicación óptima en la red de las plantas de generación distribuida y su tamaño fue investigada considerando aspectos técnicos como las pérdidas en red, la variación de las tensiones y los niveles de potencia de cortocircuito. Se optimiza la función objetivo a partir de determinados factores de ponderación cuya determinación no resulta nada fácil. Los resultados resultan especialmente sensibles a la determinación de dichos factores. Este análisis exhaustivo, aplicado al estudio de una conexión simple evaluada para un escenario concreto de demanda y generación en un ámbito de red suficiente, no precisa de grandes recursos de cálculo. Los recursos para lograr la adecuada parametrización referida aumentan de forma considerable la complejidad de cálculo al analizar conexiones múltiples e incorporar la variabilidad de la producción renovable y de la demanda por consumo.

Como se verá más adelante, los distintos paquetes de análisis de redes de distribución disponibles en el mercado ofrecen robustas alternativas para el análisis exhaustivo de las soluciones con alcances más amplios de red en distintos escenarios representativos. Como complemento, algunas técnicas de optimización metaheurística pueden ayudar a la hora de ponderar los distintos escenarios reduciendo el tiempo y capacidad de cálculo necesarios para identificar soluciones suficientes.

6.3.3 Programación lineal (LP)

Un sistema de ecuaciones en donde cada ecuación es de primer grado es un sistema lineal de ecuaciones. Sin embargo, la mayoría de los modelos eléctricos resultan no lineales por su propia naturaleza.

Como las ecuaciones no lineales son difíciles de resolver, los sistemas no lineales se aproximan mediante ecuaciones lineales. Esta simplificación resulta válida bajo determinados supuestos, a partir de la precisión requerida y para un rango de valores de entrada al sistema. Sin embargo, algunos fenómenos vinculados al azar, la probabilidad y las posibles singularidades de las mismas quedan omitidos al linealizar un problema.

Esta aproximación al resultado introduce un error, que no resulta significativo en el contexto discreto del tamaño de las instalaciones de generación, los bloques de consumo, así como del dimensionamiento de las posibles soluciones técnicas de desarrollo o refuerzo de red. La programación lineal ofrece soluciones robustas para optimizar el análisis de los distintos escenarios que utilizan las compañías eléctricas en el ámbito de planificación y operación de sus redes.

Por todo ello, la **programación lineal** se utiliza para evaluar la capacidad potencial de la red en un determinado punto de conexión en donde se evalúa la capacidad de acceso, al permitir optimizar el reparto de cargas (Optimal power flow, OPF) en la misma (ver el concepto OPF en el apartado 6.3.4)

En [72] se formula mediante programación lineal el reparto óptimo de cargas para programar el despacho y control de distintas plantas de generación distribuida, a un día vista (24 horas) e intradía (en avance de 15 minutos), así como de los recursos de operación de red. Se modela el comportamiento previsto de la demanda y una parte de los recursos DER que son gestionables por el DSO. Las funciones objetivo buscan minimizar el coste del sistema y gestionar las restricciones de generación a lo largo del año. Los resultados ilustran el peso relativo de la capacidad de regulación de tensión en los puntos de toma (manuales o en carga) en los transformadores de la red de distribución y el necesario control del factor de potencia en el punto de conexión con la red (control de energía reactiva).

En [73] se utiliza el modelo no lineal del reparto de cargas (AC power flow, ver apartado 6.3.4) para el identificar los factores lineales de sensibilidad del comportamiento de la red en entornos próximos a su punto de trabajo, en base a los aspectos técnicos que establecerán posteriormente sus restricciones operativas, como la variación de la tensión, los límites térmicos y de potencia de cortocircuito. El método es formulado mediante programación lineal y resuelto con el objetivo de maximizar la capacidad de la generación distribuida, sujeta a las típicas restricciones de red y teniendo en cuenta la topología de red en situaciones de contingencia por fallo simple N-1.

Debido a los valores característicos del ratio R/X de las líneas de distribución (ver Tabla 4.6. en Capítulo 4) el valor de la tensión en cada nudo es muy sensible a la potencia activa inyectada en el mismo. Como se verá en el apartado 6.3.4, la matriz Jacobiana correspondiente a un punto o estado de funcionamiento del sistema determina el grado de sensibilidad de las variables de estado de cada nudo (tensión y ángulo) a las variaciones de la potencia (activa y reactiva) inyectada neta sobre en el mismo. De este modo, en [73] se identifica la contribución de cada generador en el control de tensiones (restricciones operativas). Tradicionalmente, el control de tensión en la red de distribución se realiza mediante el control de la energía reactiva (efectividad limitada por los valores de ratio R/X) o a través del ajuste en las tomas de los transformadores. De este modo, se propone la consigna o restricción de la potencia activa inyectada como método alternativo para el control de tensión cuando los métodos tradicionales referidos no se encuentran disponibles o están agotados.

En [74] se propone un modelo de PL que permite optimizar las inversiones en red, maximizar la energía DER inyectada, con el menor tamaño de plantas, desde la perspectiva de la planificación de sistemas activos de distribución eléctrica.

La coordinación en tiempo real de operación de la generación distribuida también ha sido considerada la bibliografía y en [66] se utilizan las sensibilidades obtenidos de un reparto de cargas AC (AC power flow) para determinar la estrategia técnica y económica de las restricciones de producción entre plantas próximas en términos de red, en base a la óptima gestión de la condición operativa del acceso a la misma (firme, no firme o de seguimiento de la demanda) y las restricciones de red.

6.3.4 Programación no lineal (NLP)

Un sistema no lineal de ecuaciones es un conjunto de ecuaciones en el que las incógnitas (o las funciones desconocidas en el caso de las ecuaciones diferenciales) aparecen como variables de un polinomio de grado superior a la unidad, o en el argumento de una función que no es un polinomio de grado uno. Es decir, en un sistema no lineal de ecuaciones, las ecuaciones a resolver no se pueden escribir como una combinación lineal de las variables desconocidas o funciones que aparecen en las mismas. Normalmente, el comportamiento de un sistema no lineal es descrito por un sistema no lineal de ecuaciones.

La programación no lineal (NLP) ofrece un método más riguroso para identificar el reparto óptimo de cargas (Optimal power flow, OPF) en un sistema, para alcanzar u optimizar las distintas funciones objetivo (lineales, o no lineales) en un sistema eléctrico, a partir de sus restricciones operativas (lineales, o no lineales) y variables (continuas o enteras).

El **reparto de cargas AC** (AC PF) es una herramienta de cálculo utilizada en la ingeniería eléctrica para analizar las redes y consiste en la resolución del sistema de ecuaciones no lineales que determina el estado del sistema [75], [19]. En sistemas de ecuaciones con un elevado número de variables, como es el que identifica el funcionamiento del sistema eléctrico, esta resolución resulta convergente y relativamente sencilla mediante el método de Newton-Raphson. Esto es debido a que las funciones matemáticas que describen el flujo de energía a través de cada elemento constitutivo del sistema

eléctrico objeto del análisis resultan ser cóncavas pero próximas a la linealidad en los entornos de trabajo del sistema dentro de sus márgenes operativos.

La formulación más tradicional del OPF es la que tiene en cuenta los costes de generación reflejando aspectos económicos del sistema de potencia. De forma general el OPF puede ser formulado como un problema de optimización no lineal con restricciones, que matemáticamente se expresa como

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(x, u) \\ & \text{s. a. } h(x, u) = 0 \\ & \text{y } g(x, u) < 0 \end{aligned} \tag{3}$$

donde $x \in R^{n1}$ es un vector de $n1$ variables de estado, $u \in R^{n2}$ es un vector de $n2$ variables de control, $f(x, u)$ es la función objetivo, $h(x, u) = 0$ representa r restricciones de igualdad (requisitos de funcionamiento), $g(x, u) < 0$ representa m restricciones de desigualdad (requisitos de seguridad), que consideran los límites operativos de las variables de control y las restricciones operativas.

Sobre la formulación matemática general del OPF establecida en la ecuación (3), la Tabla 6-1 muestra las posibilidades de cálculo asociadas teniendo en cuenta las variables, la función objetivo y las restricciones de igualdad y de desigualdad.

<p>VARIABLES DE CONTROL</p> <p><i>Pueden ser ajustadas con el fin de encontrar la solución óptima y satisfacer las restricciones.</i></p> <p><i>Pueden tomar valores continuos (potencia activa de un generador) o discretos (posición del tap de un transformador).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia activa asignada a las unidades de generación. • La potencia reactiva asignada a las unidades de generación. • Magnitud de la tensión en los nudos de generación. • Posición el tap de los transformadores. • Ángulo de los transformadores cambiadores de fase. • Potencia reactiva de los condensadores síncronos. • Potencia reactiva de un compensador de reactiva. • Magnitud de interrupción de carga. • Parámetros de control de los dispositivos FACTS²⁷.
<p>VARIABLES DE ESTADO</p> <p><i>Determinan el estado de funcionamiento del sistema</i></p> <p><i>Se calculan a partir de las variables de control</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • La potencia del nudo flotante (slack bus). • Magnitud de la tensión en los nudos de carga. • Potencia reactiva asignada a los generadores. • Ángulo de fase de todos los nudos (excepto el slack). • Flujos de potencia en la red de transmisión.
<p>Función objetivo</p> <p><i>Representa el criterio usado para optimizar.</i></p> <p><i>Obedece a un análisis cuidadoso de la seguridad y economía de un sistema eléctrico de potencia.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Minimizar el coste de generación. • Minimizar las pérdidas de transmisión de potencia activa. • Minimizar las pérdidas de transmisión de potencia reactiva. • Minimizar el coste por interrupción de carga. • Minimizar el número de reprogramaciones de los controles. • Minimizar emisiones contaminantes por parte de los generadores térmicos.

²⁷ FACTS: Flexible Alternating Current Transmission System, Sistema de Transmisión Flexible de Corriente Alterna.

<p>Restricciones de igualdad Ecuaciones del flujo de cargas. Se obtienen al imponer una restricción de balance de potencia activa y reactiva en todos los nodos del sistema.</p>	<p>En un punto de operación en estado estable, la potencia generada debe ser tal que sea suficiente para cubrir la demanda más las pérdidas en la red. Cada nodo debe satisfacer:</p> $P_{Gi} - P_{Di} + P_i(V, \theta) = 0 \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, \tau_1$ $Q_{Gi} - Q_{Di} + Q_i(V, \theta) = 0 \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, \tau_2 \quad (4)$ <p>donde, τ_1 es el número de nudos (excepto el slack); τ_2 son todos los nudos del sistema de potencia; P_{Gi} y Q_{Gi} son la potencia activa y reactiva de generación programada para el i-ésimo generador; P_{Di} y Q_{Di} son la potencia activa y reactiva de carga conectada al i-ésimo nudo; $P_i(V, \theta)$ y $Q_i(V, \theta)$ son la potencia activa y reactiva inyectadas en el i-ésimo nudo.</p>
<p>Restricciones de desigualdad Límites que deben satisfacer las variables de control y estado. Reflejan los límites operativos impuestos a los dispositivos y al sistema eléctrico de potencia.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Límites de potencia activa y reactiva de generación. • Tiempos mínimos de encendido y apagado de los generadores. • Límites de velocidad de cambio de generación. • Límites de corriente en líneas y transformadores. • Límites de tensión en los nudos. • Límites de la posición de los taps de los transformadores. • Otras: límites de las variables de control de los FACTS, límites de compensación de energía reactiva, requerimientos de reserva rodante o límites de emisión de contaminantes al medio.

Tabla 6-1: Posibilidades de la formulación matemáticas del OPF.

No obstante, debido a la no linealidad de sus ecuaciones, en muchos casos, el análisis de un ámbito amplio de la red a través del modelo de reparto de cargas AC (AC PF) no resulta factible, y se utiliza en su lugar el modelo lineal de reparto de cargas DC (DC PF), aunque menos preciso.

La solución o resultado (LP o NLP) del reparto óptimo de cargas (OPF, DC o AC) identifica el estado de funcionamiento óptimo del sistema que cumple la función objetivo establecida en el análisis del mismo. En cada momento, el estado de un sistema viene determinado por el mínimo número de variables independientes entre sí (variables de estado) que definen su funcionamiento.

Las herramientas y métodos de cálculo que permiten tratar el OPF como resolución de un problema de programación no lineal (NLP) incorporan ciertos grados de libertad de algunas variables o elementos de operación del sistema eléctrico (apertura/cierre puntos maniobra, tomas de regulación en transformadores de potencia, consignas de factor de potencia, conexión/desconexión de baterías de condensadores y reactancias, etc.), con el fin de alcanzar el óptimo de la función objetivo establecida y salvaguardando los requisitos de funcionamiento del mismo (reparto de cargas), así como los requisitos de seguridad exigibles (márgenes operativos de red admisibles –tensiones y límites térmicos- o restricciones operativas).

En un estado de funcionamiento de la red, un sistema eléctrico no lineal de n nudos, viene determinado por sus variables de estado. En un reparto de cargas AC, el número mínimo de variables independientes entre sí que definen el estado de la red AC es $2n - 1$ ($n-1$, en reparto de cargas DC).

Por ejemplo, para el análisis de un sistema formado por una línea comprendida entre dos nudos “i” y “j” (Figura 6-2), se pueden identificar dos variables de estado en cada nudo “j”: el módulo de la tensión V_j , y su ángulo θ_j referido al nudo de referencia.

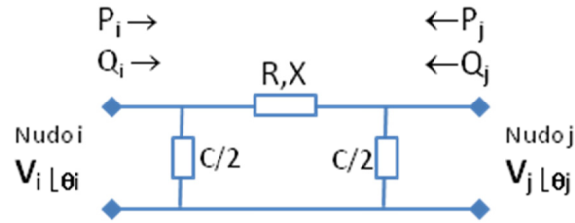


Figura 6-2: Parámetros característicos del modelo en π de una línea eléctrica entre dos nudos "i" y "j".

El conjunto de funciones o ecuaciones de red que, de forma redundante, permitiría determinar el estado del sistema sería el siguiente [75]:

$$\begin{aligned}
 P_i &= f(V_i, \theta_i, V_j, \theta_j) \\
 P_j &= f'(V_i, \theta_i, V_j, \theta_j) \\
 Q_i &= f''(V_i, \theta_i, V_j, \theta_j) \\
 Q_j &= f'''(V_i, \theta_i, V_j, \theta_j)
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

En donde $V_i, \theta_i, V_j, \theta_j$ son variables de estado (resultado) dependientes entre sí, y P_i, P_j, Q_i, Q_j son las variables de entrada (datos). Si se establece el nudo "i" como nudo de referencia u origen de ángulos (θ_i pasa a ser un dato conocido) y como nudo flotante o "slack bus" (P_i es el resultado del reparto de cargas) el sistema anterior (5) queda expresado a través de tres variables independientes del siguiente modo:

$$\begin{aligned}
 P_j &= f'(V_i, V_j, \theta_j) \\
 Q_i &= f''(V_i, V_j, \theta_j) \\
 Q_j &= f'''(V_i, V_j, \theta_j)
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

Las ecuaciones de red de un sistema eléctrico son funciones cóncavas y próximas a la linealidad en los entornos de trabajo del sistema dentro de sus márgenes operativos. Por ello, como antes se ha señalado, el sistema de ecuaciones de red no lineales con $2n-1$ variables (3, en este caso) se puede resolver mediante el método de Newton-Raphson con garantía de convergencia en la solución. Su algoritmo iterativo para encontrar ceros o raíces de una función real $y = f(x)$ se puede obtener de la simple interpretación geométrica:

$$\begin{aligned}
 y &= f(x) \\
 f'(x_k) &= \frac{f(x_k)}{x_k - x_{k+1}} \\
 x_{k+1} &= x_k + \frac{f(x_k)}{f'(x_k)}
 \end{aligned}
 \tag{7}$$

Este algoritmo trasladado al sistema (6) se puede expresar en los siguientes términos:

$$\begin{bmatrix} V_i \\ V_j \\ \theta_j \end{bmatrix}_{k+1} = \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \\ \theta_j \end{bmatrix}_k + \begin{bmatrix} \frac{\partial P_j}{\partial V_i} & \frac{\partial P_j}{\partial V_j} & \frac{\partial P_j}{\partial \theta_j} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \\ \frac{\partial Q_j}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_j}{\partial V_j} & \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_j} \end{bmatrix}_k^{-1} \begin{bmatrix} f'(V_i, V_j, \theta_j) - P_j \\ f''(V_i, V_j, \theta_j) - Q_i \\ f'''(V_i, V_j, \theta_j) - Q_j \end{bmatrix}_k \quad (8)$$

En donde $\begin{bmatrix} f'(V_i, V_j, \theta_j) - P_j \\ f''(V_i, V_j, \theta_j) - Q_i \\ f'''(V_i, V_j, \theta_j) - Q_j \end{bmatrix}_k$ es el "mismatch" o desajuste correspondiente a cada iteración. La

convergencia se alcanza cuando la función *mismatch* es cero, es decir cuando: $\begin{bmatrix} V_i \\ V_j \\ \theta_j \end{bmatrix}_{k+1} = \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \\ \theta_j \end{bmatrix}_k$, que es

la solución del sistema (6).

Esta solución representa un estado del sistema que, además, se puede expresar a través de su matriz Jacobiana en el punto de convergencia:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_j \\ \Delta Q_i \\ \Delta Q_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_j}{\partial V_i} & \frac{\partial P_j}{\partial V_j} & \frac{\partial P_j}{\partial \theta_j} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \\ \frac{\partial Q_j}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_j}{\partial V_j} & \frac{\partial Q_j}{\partial \theta_j} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_i \\ \Delta V_j \\ \Delta \theta_j \end{bmatrix} \quad (9)$$

El estado de un sistema de n nudos, como caso general, se puede expresar mediante la matriz Jacobiana, *J*, de dimensión 2n-1, en donde para cada nudo "i" se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_i \\ \Delta \theta_i \end{bmatrix} = J \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_i \\ \Delta \theta_i \end{bmatrix} \quad (\forall i \in n) \quad (10)$$

O bien:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_i \\ \Delta \theta_i \end{bmatrix} = J^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (\forall i \in n) \quad (11)$$

Es decir, en un punto específico de operación del sistema (estado del sistema) la resolución del reparto de cargas NLP (AC PF) ofrece, además, a través de su Jacobiano resultante de aplicar el método referido, el grado de sensibilidad de las variables de estado del nudo (tensión y ángulo, en este caso) a las variaciones de la potencia (activa y reactiva) inyectada neta sobre en el mismo [73]. La variabilidad intrínseca de la carga y la DG en cada nudo conlleva la variación de los flujos de potencia en cada elemento de la red (líneas, transformadores, etc.). El Jacobiano se corresponde de forma biunívoca con cada estado de la red, y por tanto, depende de las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico en cada momento. Esta matriz de "sensibilidades" que representa el Jacobiano, es utilizada en el interesante modelo de PL propuesto en [73] para gestionar desde la operación coordinada los accesos no firmes a la red de DG incorporando la estimación de la demanda, de la producción, así como de las

restricciones de red, en base a su probabilidad de ocurrencia, para minimizar el coste de las mismas sobre los generadores con acceso no firme.

El AC OPF es la herramienta que se utiliza tradicionalmente para el despacho económico del sistema eléctrico (TSO), y por las empresas eléctricas (DSO) como potente paquete de análisis de redes malladas o de escenarios de red radial complejos [76]. El AC OPF es un problema de programación no lineal (NLP), con restricciones lineales (por ejemplo, límites de variación de tensión) y no lineales (por ejemplo, límites térmicos por intensidad en cada línea) para el que existen distintos métodos de resolución, algunos altamente especializados en el reparto de cargas en redes eléctricas. Estas herramientas de programación permiten resolver problemas o escenarios no lineales que se pueden adaptar a para atender diferentes objetivos (mínimas pérdidas en red, variación mínima de las tensiones en su rango operativo, etc.), incorporando las restricciones operativas de red.

Si se pretende reducir las pérdidas de red al incorporar generación distribuida, y así determinar la ubicación y el tamaño de cada planta generadora, la función objetivo se puede expresar del siguiente modo:

$$\min \sum_{l \in L} (P_i^l + P_j^l) \quad (12)$$

donde P_i^l y P_j^l son las inyecciones netas de potencia activa en los nudos "i" y "j", respectivamente, de la línea l comprendida entre ambos (Figura 6-2). La diferencia entre dichas inyecciones netas constituye el valor de las pérdidas de potencia en la línea l . A partir de esta función objetivo se puede determinar el funcionamiento y estado del sistema a partir de Leyes de Kirchhoff, incorporando los límites operativos admisibles de tensión y térmicos en los elementos constitutivos de la red. Para incorporar la potencial producción eléctrica DG en cada nudo, el balance de potencia activa y reactiva en cada nudo "i" en un análisis por nudos se puede expresar del siguiente modo:

$$\sum_{\forall i \in n} (D_i^P - G_i^P) + \sum_{\forall l \in i \in L} P_i^l = 0$$

$$\sum_{\forall i \in n} (D_i^Q - G_i^Q) + \sum_{\forall l \in i \in L} Q_i^l = 0 \quad (13)$$

en donde $D_i^{P,Q}$ es la demanda activa y reactiva en el nudo i ; $G_i^{P,Q}$ es la potencia activa y reactiva de evacuación DG inyectada en el nudo i , y (P_i, Q_i) son las potencias activas y reactivas salientes del nudo i a través de las líneas concurrentes l , o con extremo, en este nudo.

A partir de todo lo anterior, resulta relativamente sencillo mediante AC OPF plantear o formular la optimización enunciada para ubicar las plantas DG en los nudos de la red objeto de estudio, así como su tamaño. En este sentido, en [77], [78] y [79] se resuelven las funciones objetivo correspondientes a minimizar la potencia en pérdidas de una red o maximizar la capacidad DG en ubicaciones alternativas. En este tipo de reparto de cargas se suelen considerar los escenarios más desfavorables (demanda mínima y DG máxima) con una red estática en términos de operación.

La flexibilidad que ofrece un reparto de cargas a medida permite extender el análisis de red para considerar no sólo márgenes admisibles de tensión o de capacidad térmica sino también otras

restricciones más complejas. Permite incorporar **distintos períodos de tiempo** o escenarios representativos para incorporar en el horizonte temporal la variabilidad y coincidencia de la demanda con la generación de origen renovable.

Mediante el AC OPF se pueden evaluar distintas tácticas operativas de coordinación y control de red, como la regulación de tensión, las consignas de factor de potencia y las restricciones de generación. La formulación propuesta en [80] incorpora estas posibilidades para determinar la máxima capacidad DG que se podría conectar en una determinada red. Con AC OPF también se pueden incorporar al estudio de capacidad red otras restricciones habituales en los estudios para la integración DG en una red determinada, como la contingencia por fallo simple (N-1), los niveles de potencia de cortocircuito, o la variación máxima admisible de tensión ($\Delta U\%$) en la red ([81], [82] y [83]). Así mismo, con esta misma herramienta de cálculo se puede investigar en un horizonte multi periodo diferentes funciones objetivo, como por ejemplo la minimización de las pérdidas energía en red en un futuro contexto de redes inteligentes [84] y [85].

Existen distintos programas comerciales de cálculo o herramientas especializadas en el análisis de redes eléctricas, en base a la resolución de problemas NLP para resolver el reparto de cargas óptimo, desde formulaciones especiales de programación lineal hasta técnicas de programación entera (por ejemplo, *branch and bound*²⁸). Aunque no se pueda garantizar la solución de un óptimo global en este tipo de problemas, en muchos casos se puede identificar un óptimo local suficiente. Aunque un problema NLP formulado mediante AC OPF no trata variables enteras, como las posiciones de regulación en carga de los transformadores, o los valores discretos DG, es posible modelar estas situaciones con resultados satisfactorios. No obstante, el tamaño del problema puede restringir la capacidad de la herramienta de cálculo empleada para su resolución.

Una de estas herramientas es el PSS®E (Power system simulator for engineering) [86]. Se trata de un paquete integrado de programas de cálculo interactivo para analizar, simular y optimizar el comportamiento de sistemas eléctricos de potencia [80]. Calcula el reparto de cargas (AC o DC, PF y OPF) para el estado del sistema objeto de evaluación (comportamiento estático de la red, la generación y el consumo) y el análisis de las funciones asociadas al mismo; permite el análisis de las faltas (equilibradas y desequilibradas); puede establecer la red equivalente interconectada al ámbito de estudio (reducción de redes); así como simular el comportamiento dinámico del sistema (inercias rotativas mecánicas, y análisis de resonancias y cargas perturbadoras), todo ello en base a técnicas de cálculo asociadas a cada problema. En el ámbito de planificación y operación de sistemas eléctricos de potencia el PSS®E es una herramienta de software de referencia contrastada en la industria eléctrica a nivel mundial, desde su presentación en 1976.

La introducción del **horizonte temporal**, o distintos periodos de tiempo, para la optimización de una función o funciones, por ejemplo, para incorporar el efecto de la variabilidad en la producción eléctrica y en la demanda por consumo, da lugar a un problema no cerrado, de complejo de cálculo y resolución en términos de número de variables y restricciones. En general, esto supone elevados tiempos de proceso, que dependiendo del tamaño del problema, puede llegar a resultar intratable. En tal caso el “tamaño del problema” debe acotarse o ser reducido en escala, limitando el número de periodos o escenarios considerados.

²⁸ **Branch and Bound** (Ramificación y poda): Se trata de un método de diseño de algoritmos que suele aplicarse a problemas de optimización. Se suele interpretar como un árbol de soluciones, donde cada rama nos lleva a una posible solución posterior a la actual. El algoritmo se encarga de detectar en qué ramificación las soluciones dadas ya no están siendo óptimas, para “podar” esa rama del árbol y no continuar malgastando recursos y procesos en casos que se alejan de la solución óptima.

Al incorporar en el análisis de optimización el horizonte temporal se busca el óptimo estado de funcionamiento del sistema no sólo en un escenario representativo, o *snapshot*, sino en un determinado conjunto de los mismos. Para determinar el horizonte temporal o conjunto de snapshots independientes, es necesario analizar la dependencia del valor de cada variable en un snapshot sobre los snapshots posteriores. Es decir, cuando para alcanzar un óptimo, la decisión sobre una determinada variable de entrada afecta al óptimo u óptimos posteriores, esta variable debe incorporar el factor de horizonte temporal referido. En [80] y [54] se evalúan los comportamientos de la demanda y la DG, respectivamente, para identificar los escenarios más representativos en base a ámbitos zonales y su coincidencia.

Para la optimización o en el reparto de cargas (OPF o PF), obsérvese que, a diferencia de la optimización clásica, la realidad asociada al horizonte temporal referido no requiere un planteamiento o formulación cerrada de la función objetivo. Pero es necesario tener en cuenta las posibles limitaciones de cálculo de este método de optimización técnica y, como consecuencia, el problema NLP se debe formular con una escala acotada, en cuanto al alcance limitado de la red a analizar (limitar el número de variables independientes, $2n-1$ en AC) o del número de escenarios representativos (efecto de horizonte temporal de optimización), a partir de las funciones objetivo a optimizar. El acertado compromiso entre el número de nudos de red a tratar (alcance de red) y la temporalidad referida (periodos de tiempo o escenarios que comprenda el análisis) determinará la bondad del resultado para la planificación y optimización de redes.

Desde la experiencia en la operación de red es posible alcanzar dicho compromiso con la suficiente prudencia técnica sobre el abastecimiento eléctrico, manteniendo el equilibrio entre aspectos técnicos (p.e. incluir o no adicionales restricciones técnicas como la potencia de cortocircuito por su alcance sobre la coordinación de protecciones; fenómenos transitorios o distorsiones sobre la forma de onda de tensión, etc.) y no técnicos (señales económicas del mercado eléctrico, condicionantes medioambientales y sociales, etc.) el AC OPF se perfila como la metodología más adecuada para abordar este tipo de problemas multivariable y multiobjetivo en la industria eléctrica dentro del ámbito de la planificación y operación eficiente de redes eléctricas.

6.3.5 Técnicas metaheurísticas

Las técnicas metaheurísticas agrupan diferentes métodos de resolución de problemas en el ámbito de variables enteras aunque también se aplican a problemas con variables reales [87]. El nombre combina el prefijo griego "meta" ("más allá", o "nivel superior") y el término "heurístico" (de "encontrar"). Son estrategias para explorar eficientemente el espacio de búsqueda de soluciones, no necesariamente óptimas, pero sí suficientemente aproximadas. Sus algoritmos son no deterministas²⁹.

Los problemas de optimización complejos y las limitaciones en la capacidad de cálculo para su resolución han impulsado el desarrollo de este campo de investigación y sus aplicaciones. Una metaheurística es un conjunto de conceptos que se utilizan como marco general algorítmico que se puede aplicar a diferentes problemas de optimización.

Un método heurístico es un "procedimiento simple, a menudo basado en el sentido común, que se supone que ofrecerá una buena solución (aunque no necesariamente la óptima) a problemas difíciles, de un modo fácil y rápido"[88]. Los métodos heurísticos se utilizan cuando no existe un método exacto de resolución, o si existe consume mucho tiempo y capacidad de cálculo para ofrecer la solución óptima.

²⁹ *Algoritmo determinista: algoritmo que es completamente predictivo si se conocen sus entradas. Es decir, si se conocen las entradas del algoritmo siempre producirá la misma salida, y la máquina interna pasará por la misma secuencia de estados.*

También son empleados para obtener una solución preliminar para la aplicación posterior de otra técnica. Algunos autores [89] proponen la siguiente clasificación de métodos heurísticos de resolución de problemas:

- **Métodos constructivos**, caracterizados por construir una solución definiendo diferentes partes de la misma en fases sucesivas.
- **Métodos de descomposición**, que dividen el problema en varios más pequeños resolubles para obtener la solución de aquél a partir de la solución de cada uno de éstos.
- **Métodos de reducción**, que tratan de identificar alguna característica de la solución buscada que permita simplificar el tratamiento del problema.
- **Métodos de intervención**, que obtienen una solución del problema original a partir de su simplificación mediante su linealización, reducción de restricciones, etc.
- **Métodos de búsqueda por entornos**, en los que se parte de una solución inicial que se modifica, desde el conocimiento previo de la materia de estudio, en sucesivas iteraciones hasta obtener una solución suficiente cerca del óptimo. En cada iteración existe un conjunto de soluciones vecinas candidatas a ser nueva solución en el proceso.

Dentro de los métodos heurísticos de búsqueda por entornos se incluyen las técnicas metaheurísticas, que generalmente se aplican a problemas que no tienen un algoritmo o método heurístico específico que dé una solución satisfactoria, o bien, cuando no es posible implementarlo. Mediante estrategias de aprendizaje se estructura la información con el fin de encontrar de manera eficiente la siguiente solución óptima. Los aspectos complejos y desacoplables de carácter técnico y no técnico asociados al análisis y resolución de problemas en los sistemas de potencia pueden ser modelados e incluidos en el proceso de optimización. Estas técnicas no requieren un planteamiento o formulación cerrada de la función objetivo como ocurre en la optimización clásica.

En las técnicas referidas la función objetivo puede ser de cualquier tipo y tener en consideración diferentes objetivos. Esta característica permite aplicaciones multiobjetivo a optimizar en el análisis técnico y económico de opciones reales en entornos multivariable [90] y [91]. Sin embargo, en todos los algoritmos metaheurísticos resulta crítico el ajuste de los parámetros de optimización para encontrar una adecuada solución sin excesivos recursos de cómputo. Por ello, en estos modelos de optimización se focaliza la atención en la formulación matemática de la función objetivo y en las restricciones de los parámetros del algoritmo correspondiente, para establecer el adecuado compromiso entre la calidad de la solución y tiempo necesario de cálculo.

En la actualidad, la principal dificultad para utilizar estas técnicas estriba en la identificación y ajuste de los parámetros que gobiernan la optimización. En aplicaciones sobre sistemas eléctricos de potencia con un elevado número de nudos hay que tener especial cuidado para evitar convergencias prematuras o excesivamente lentas. Por ello, la controvertida desventaja de las técnicas metaheurísticas es su incapacidad para encontrar un óptimo global, mientras resultan muy adecuadas para identificar soluciones aceptablemente buenas, aunque no se pueda determinar con exactitud su grado bondad.

Esta eventual limitación queda compensada cuando la solución del problema no precisa obtener un óptimo global, y su resultado resulta correcto, dentro de un comportamiento predecible, en procesos de tipo secuencial en base a decisiones operativas lógicas en relación al resultado esperado, sin sorpresas. Por ejemplo, estas técnicas resultan idóneas en los sistemas eléctricos para localización y aislamiento de averías en redes de distribución en media tensión (estructura radial o arborescente, con capacidad de apoyo por su interconexión en anillo abierto entre líneas próximas) y reposición automática del suministro basados en algoritmos heurísticos [92].

Así mismo, para tratar la reconfiguración de redes radiales en media tensión en escenarios representativos de funcionamiento del sistema eléctrico, en el ámbito del análisis de planificación de red, o bien, de la operación de la misma ante contingencias previsibles, para evaluación y cálculo de las potencias no garantizadas (PNG), salvaguardando las restricciones de funcionamiento de la misma, existen algoritmos contrastados con la realidad, que permiten identificar en poco tiempo soluciones cuasi óptimas suficientes para la operativa real de aplicación en operación, planificación de la operación y análisis de planificación [93], [94] y [95].

En la planificación técnica de procesos industriales distribuidos, este tipo de algoritmos permiten identificar no una única solución óptima suficiente, sino una familia de alternativas de planificación cerca del óptimo. Esta característica se ha aplicado en [96] para determinar el desarrollo óptimo en la red (cuándo y dónde) de nuevas infraestructuras eléctricas (subestaciones de transformación y líneas para atender el crecimiento de la demanda a largo plazo) en redes de subtransmisión (MAT).

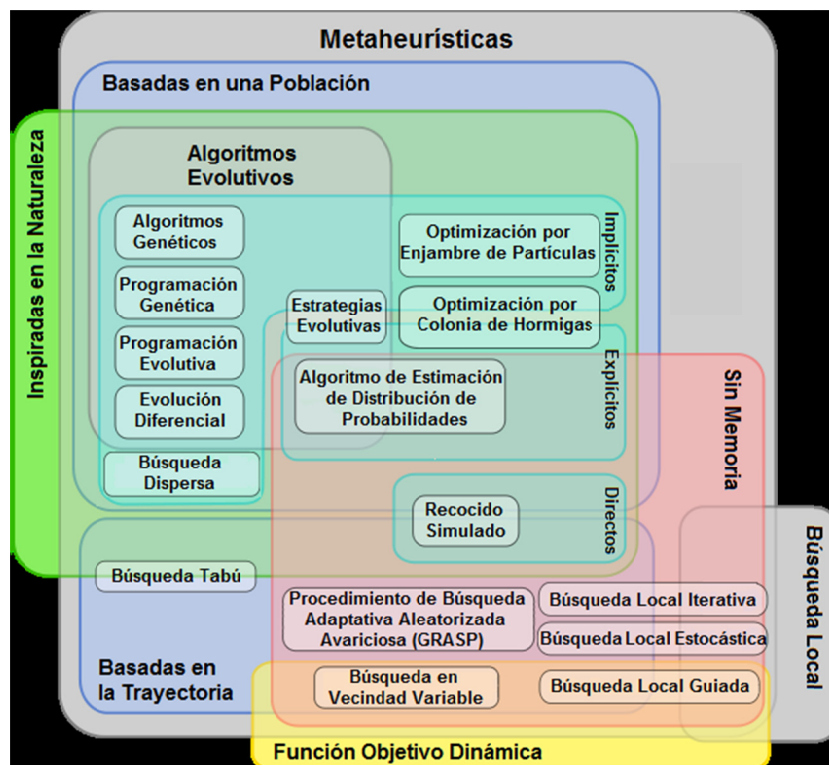


Figura 6-3: Una clasificación de algunas de las técnicas metaheurísticas más conocidas³⁰.

Fuente: Wikimedia Commons

Existen distintas formas de clasificar las técnicas y algoritmos metaheurísticos: inspirados en procesos naturales, basados en poblaciones, métodos de trayectoria, según incorporen memoria o no, con funciones objetivo estáticas o dinámicas, y con distintas técnicas de exploración o búsqueda (local, o global). La Figura 6-3 muestra un diagrama que ilustra una posible clasificación de algunas de las técnicas metaheurísticas más conocidas.

Los algoritmos metaheurísticos son procedimientos iterativos que guían una heurística subordinada, combinando de forma inteligente (intuitiva o a partir de la experiencia) distintos conceptos para explorar y explotar adecuadamente el espacio de búsqueda de soluciones.

³⁰ Un elemento entre dos categorías indica que se puede clasificar en una o en otra según sea su enfoque.

Mediante algoritmos metaheurísticos (colonia de hormigas, enjambre de abejas artificial, investigación tabú, enjambre de partículas, reconocido simulado, y algoritmos genéticos) en distintas líneas de investigación se intenta resolver el problema de la ubicación y el tamaño de plantas DG en una red de distribución de referencia [97]. Las incertidumbres del sistema asociadas al comportamiento de la demanda, el recurso primario renovable (viento y sol) son tratadas mediante modelos probabilísticos [98], [99].

6.3.6 Métodos multiobjetivo.

Algunos criterios y objetivos de la planificación de la red eléctrica como sistema, por su propia naturaleza, pueden resultar en contradicción con los objetivos empresariales de implantación y desarrollo de recursos DER y CLS (ver Glosario de términos) que se conecten a la misma, desde la libre iniciativa industrial y de separación de actividades reglada en el sector eléctrico. Como consecuencia, en algunos casos no existe una solución única de planificación de red que puede satisfacer a todos los agentes implicados. Un problema multiobjetivo, con objetivos en conflicto entre sí, no tiene una única solución sino un conjunto de soluciones de acuerdo con el óptimo de Pareto³¹. Dado un universo de alternativas, se trata de identificar un conjunto de ellas (conjunto, *set*, o frontera de Pareto³²) que satisfacen la condición de no poder satisfacer mejor uno de los objetivos sin empeorar algún otro.

Los problemas de optimización multiobjetivo se pueden tratar mediante dos grupos de técnicas principales de resolución [67]. El primero de ellos utiliza información selectiva o priorizada, junto con la iteración de una función objetivo simple de optimización. En este primer grupo se identifica el método de suma ponderada, que permite por agregación convertir los distintos objetivos en un problema de objetivo simple, cuyos factores de ponderación se ajustan mediante iteraciones sucesivas hasta encontrar el conjunto de Pareto. En este grupo también se encuentra el método del coeficiente de restricción, en el que se optimiza una de las funciones objetivo mientras se restringe la variación de las demás funciones para encontrar una de las soluciones del conjunto de Pareto. Estos métodos pueden resultar útiles cuando se tiene un significativo conocimiento previo del problema, o se precisa profundizar en un ámbito concreto del espacio de búsqueda [100], [101] y [102]. Aún así, requiere un elevado número de iteraciones para identificar el conjunto de Pareto, lo que supone un importante recurso informático para una optimización multiobjetivo.

Los algoritmos genéticos multiobjetivo, representan el segundo grupo de técnicas recientes como alternativa para superar las limitaciones antes señaladas, al ofrecer la identificación simultánea de varias soluciones del conjunto de Pareto, combinando simulaciones estocásticas, análisis OPF, y análisis probabilístico. En este ámbito se proponen modelos para analizar el sistema eléctrico con DG gestionable y no gestionable, con almacenamiento energético, junto con aspectos económicos, medioambientales y de gestión del riesgo [103], [104] y [105].

Los métodos multiobjetivo por su propia naturaleza permiten encontrar distintas soluciones de compromiso en lugar de una simple solución. Esto puede ser una ventaja para identificar distintas

³¹ *Óptimo de Pareto: concepto económico aplicado a la ingeniería. Dada una asignación de bienes entre un conjunto de individuos, un cambio hacia una nueva asignación que al menos mejora la situación de un individuo sin hacer que empeore la situación de los demás se denomina mejora de Pareto. Una asignación se define como "pareto-eficiente" cuando no pueden lograrse nuevas mejoras de Pareto.*

³² *Frontera de Pareto: el concepto se utiliza a fin de analizar las posibles opciones óptimas de un individuo dada una variedad de objetivos o deseos y uno o varios criterios de evaluación. Dado un universo de alternativas se busca determinar el conjunto que son eficientes de acuerdo con Pareto (es decir, aquellas alternativas que satisfacen la condición de no poder satisfacer mejor uno de esos deseos u objetivos sin empeorar algún otro). Ese conjunto de alternativas óptimas establece un "conjunto de Pareto" o la "Frontera de Pareto".*

alternativas, pero con la dificultad de dejar abierta la solución óptima a la posible distinta interpretación por parte de cada uno de los agentes implicados, quedando la decisión última en manos del gestor de la red, como responsable de la calidad y seguridad reguladas de su servicio.

6.3.7 Métodos probabilísticos.

En el ámbito de los recursos DER, la incertidumbre asociada al comportamiento no gestionable de la producción eléctrica DG de origen renovable tiene su origen en dos aspectos: la naturaleza variable de su fuente de energía primaria y la posible indisponibilidad de la planta generadora cuando su generación es requerida. Si no se prevén las adecuadas medidas de respaldo o compensación, la combinación de ambos aspectos puede dar lugar a un déficit de generación, comprometiendo la seguridad y calidad del suministro eléctrico de la red a la que se conecta. Por ello, la planificación de los sistemas de distribución con elevada presencia de generación distribuida, junto con la naturaleza aleatoria de las incidencias y restricciones operativas de red en base a su estado (antigüedad y tasa de fallo) y su condición operativa (criticidad del fallo por calidad, seguridad o condiciones medioambientales) debe tener en consideración la efectiva disponibilidad de la generación distribuida de origen renovable [106].

Como consecuencia, los métodos probabilísticos para tratar la realidad referida permiten incorporar la visión complementaria necesaria para el análisis, planificación y optimización de red. Los modelos estocásticos de predicción de los recursos renovables resultan adecuados para tener en cuenta la variabilidad del recurso primario energético en la disponibilidad de la generación. El impacto de la producción DG sobre la fiabilidad y seguridad de los sistemas de distribución depende principalmente del modo de operación y de las condiciones de la conexión al sistema (firme o no firme) de manera consecuente con su fuente energética primaria. Por ejemplo, cuando la DG es utilizada para autoconsumo y exporta a la red sus excedentes no existe beneficio predecible o firme para la seguridad y fiabilidad del sistema, éste queda circunscrito al ámbito de la fiabilidad del abastecimiento del agente consumidor. Sin embargo, si DG puede operar bajo determinadas consignas establecidas desde la operación de la red como sistema, surgen nuevas consideraciones en el ámbito de su posible aportación a la seguridad y fiabilidad de dicho sistema.

Para ello, el criterio más sencillo es modelar la DG como una inyección negativa de potencia, que bajo determinadas condiciones de funcionamiento del sistema puede impactar positivamente en distintos ámbitos de la planificación de red al representar una reducción o alivio de la demanda por consumo.

En los estudios de fiabilidad de la planificación de red, las plantas DG basadas en recurso energético primario gestionable y/o almacenable, como la biomasa, se pueden modelizar fácilmente, al poder considerarse su producción como disponible o firme, salvo indisponibilidad programada o imprevista de la unidad de generación. Sin embargo, las plantas DG basadas en recursos energéticos renovables intermitentes o no gestionables, como el viento, pequeña hidráulica sin embalse y solar fotovoltaica requieren un modelo más complejo en los estudios de fiabilidad para poder representar la disponibilidad del recurso primario.

Existen **modelos estocásticos para fuentes de energía renovable** para generación eólica [107], pequeñas plantas hidroeléctricas [108], generación solar fotovoltaica [109], generación térmica mediante biomasa [110]. La disponibilidad de la generación con estas tecnologías se obtiene al combinar el modelo de disponibilidad del recurso primario con el de la unidad de generación. En [110] se compara su coste de generación frente al coste regulado por las interrupciones del suministro para optimizar (AC OPF) el re-despacho DG gestionable para minimizar la potencia no garantizada (PNG).

A partir de los mismos, los **modelos para evaluar la fiabilidad en los sistemas eléctricos de distribución con generación renovable distribuida** se apoyan en tres posibles tratamientos [67]: métodos analíticos

[111], simulaciones mediante el método Monte Carlo [112] y modelos híbridos [113]. Los métodos analíticos son aplicables a plantas de generación gestionables. La simulación de Monte Carlo es adecuada para representar generación con fuentes primarias no gestionables y también para incorporar la variabilidad de la curva de demanda por consumo. Los modelos híbridos se basan en la combinación de las ventajas de los dos anteriores, en términos de eficiencia del modelo de cálculo y de la representación de la incertidumbre en la disponibilidad energética.

Con carácter general se puede afirmar que la DG mejora la fiabilidad de los sistemas de distribución, especialmente si se diseña y concibe para la operación en isla. Sin embargo, si la generación DG se basa exclusivamente en fuentes de energía no gestionables su efecto positivo sobre dicha fiabilidad se reduce, o incluso puede resultar contraproducente si no se planifica adecuadamente su respaldo. El análisis probabilístico incorpora el aspecto no determinista que introduce la aleatoriedad sobre las incertidumbres referidas de disponibilidad del recurso energético y de la propia red, ofreciendo el necesario contrapunto al valorar las condiciones técnicas de integración o acceso no firme de la producción eléctrica DG sobre la red de distribución.

No obstante, el tratamiento mediante análisis probabilístico presenta los siguientes inconvenientes: el gran volumen de datos necesarios; la discutible estabilidad del escenario representativo (consumo y DG) en el tiempo o de la proyección de las series históricas; y la dificultad para interpretar los resultados y consecuente toma de decisiones. Por ello, una adecuada evaluación probabilística en el ámbito de la planificación de sistemas eléctricos requiere del prudente análisis previo de los distintos escenarios representativos de funcionamiento del sistema (snapshots), así como de la juiciosa incorporación de las soluciones alternativas de desarrollo de red identificadas al optimizar su comportamiento [99].

El análisis probabilístico permite calibrar el alcance de las incertidumbres que introducen los recursos DER en términos de riesgo sobre la calidad y seguridad del servicio de la red, lo que puede propiciar decisiones más completas y prudentes en el ámbito de la planificación de redes eléctricas (desarrollo de red v.s. incorporación DER v.s. gestión del riesgo en calidad y seguridad sistema).

En los métodos de optimización basados en el análisis probabilístico también resulta crítico alcanzar tiempos aceptables de proceso de cálculo. Un enfoque para reducir las limitaciones de cómputo es utilizar técnicas de optimización (analíticas o metaheurísticas) para acotar y reducir el espacio estocástico de simulación [114], [96].

6.3.8 Comparación de métodos y criterios de optimización y análisis

En la Tabla 6-2 a continuación se incluye un resumen de las técnicas de análisis y optimización en la planificación de redes tratadas en el presente Capítulo.

Técnica de análisis	Objetivo y alcances
Analítico básico	Ámbito reducido de red. Análisis técnico simplificado y conservador de pérdidas energía, control de tensión y límite térmico por carga en un escenario concreto.
Análisis exhaustivo	Escenarios representativos con alcance limitado de red por capacidad tratamiento numérico. Análisis técnico de pérdidas energía, control de tensión, límite térmico por carga y potencia cortocircuito. Evaluación ubicación y tamaño plantas DG. Planificación de red.

Programación lineal	OPF con función objetivo y restricciones lineales (DC OPF). Análisis técnico de pérdidas energía, control de tensión, límite térmico por carga y potencia cortocircuito. Maximización DG sujeta a restricciones red y acceso no firme. Planificación de red.
Programación no lineal	OPF con función objetivo y restricciones no lineales (AC OPF). Ubicación y tamaño DG. Minimizar pérdidas de red. Escenarios representativos. Horizonte temporal. Tácticas de operación para control de tensiones. Restricciones de red por fallo simple y su probabilidad-condición. Planificación de redes. Multiobjetivo en escenarios multivariable, con formulación limitada de la función objetivo por capacidad de tratamiento numérico.
Técnicas metaheurísticas	Multiobjetivo en escenarios multivariable. Decisiones operativas de tipo lógico secuencial en base a evolución o aprendizaje para soluciones suficientes que no requieren óptimo global. Ubicación y tamaño DG. Algoritmos propuestos en el ámbito de planificación de redes.
Métodos multiobjetivo	Problemas multiobjetivo con objetivos en contradicción. Óptimo de Pareto. Agregación ponderada de objetivos o algoritmos genéticos multiobjetivo. Ubicación y tamaño DG. Planificación de redes.
Métodos probabilísticos	Incorporan al análisis el comportamiento aleatorio de DG (en general DER no gestionable) y las incidencias y restricciones operativas de red. Métodos estocásticos para fuentes energía renovable no gestionable y modelos para evaluar la disponibilidad de la red. Complemento a las técnicas de planificación de redes al incorporar la gestión del riesgo a través de la condición operativa y el estado de cada elemento de red.

Tabla 6-2: Técnicas de análisis y optimización en la planificación de redes eléctricas y sus alcances.

Fuente: Elaboración propia.

6.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 6

En el contexto regulatorio actual europeo y de los países avanzados en nuestro entorno, integrar los recursos DER en la planificación y operación de las redes de distribución eléctrica actual no resulta nada sencillo teniendo en cuenta los ámbitos de actuación a considerar. Según su naturaleza u origen, estos ámbitos son los siguientes:

- La red existente, al influir sobre la calidad y seguridad de su servicio.
- Los recursos DER, en base a su disponibilidad y potencial capacidad de gestión.
- Los costes del sistema eléctrico: inversiones de red retribuidas (capital, junto con su operación y mantenimiento eficientes), con incentivos a la producción eléctrica de origen renovable, a la mejora de la calidad del servicio y de la eficiencia energética en el campo de la reducción de pérdidas y de cogeneración y autoconsumo.
- La protección del medio ambiente.

Como se ha puesto de manifiesto en los apartados anteriores, la dificultad referida tiene su origen en una realidad compleja (mundo real) con problemas no siempre estructurados, con variables no siempre predecibles, o incluso perturbaciones, cuyos objetivos de optimización técnica y económica, multi variable y multi objetivo, requieren una formulación determinista, acotada y prudente, por su alcance sobre un servicio esencial para la sociedad.

En la actual planificación y operación de las redes eléctricas, matemáticamente el OPF es un problema totalmente definido, o determinista, cuya formulación se encuentra ampliamente consensuada en el ámbito científico y en la industria eléctrica en el mundo. No obstante, para la integración de los recursos DER en la planificación y operación de redes, y en particular la DG de origen renovable, las distintas publicaciones y líneas de investigación ponen de manifiesto un amplio espectro de situaciones posibles, en donde cada caso y cada aspecto llega a presentar su problemática propia y limitaciones de escalado.

La integración referida se ha investigado ampliamente en los últimos años. En la actualidad, muchos de sus retos tienen soluciones viables y de aplicación práctica en diferentes ámbitos técnicos y regulatorios en todo el mundo. En el ámbito de los criterios técnicos (por ejemplo, criterios tipo “fit and forget”), para evaluar la capacidad y prioridad de su acceso a la red de la producción de origen renovable no gestionable; o en el ámbito de su régimen económico, derivado de políticas energéticas sostenibles.

En cambio, resultan muy incipientes los avances en el ámbito de la flexibilidad de las condiciones operativas de acceso y gestión activa de la operación de la red (ADSM) acordes con: la evolución tecnológica, la mejora de predicción de la producción DG, la fiabilidad contrastada del funcionamiento de la red; o la mejora de la capacidad de gestión de los recursos DER en su amplio alcance (oferta –DG- y demanda – DSM, DR y CLS- ver glosario de términos) mediante tecnologías complementarias (almacenamiento distribuido y red inteligente).

Con todo ello, queda enmarcado el amplio campo de desarrollo e investigación en el ámbito de la **planificación coordinada de recursos** (DER y desarrollos de red) y del **control operacional** de los mismos en un entorno de redes inteligentes.

CAPÍTULO 7: CONSIDERACIONES SOBRE LA GESTIÓN ACTIVA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

7.1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo de las tecnologías de generación renovable intermitente (a partir de recurso primario no gestionable) localizada de forma dispersa en el territorio, introduce nuevos desafíos en el ámbito de la seguridad y calidad del suministro de las redes de distribución a la que se conectan. A ellos se añade la inminente expansión de la movilidad eléctrica (vehículo eléctrico) que de forma progresiva van introduciendo nuevos requisitos a la tradicional red de distribución.

Este desarrollo tiene implicaciones profundas sobre la operación de las redes de distribución. Desde la tecnología disponible en cada momento, estas redes fueron diseñadas y operadas en base a un flujo unidireccional de la energía, desde la generación concentrada hasta los consumidores dispersos en el territorio, aprovechando las economías de escala. Pero este modelo está cambiando (ver Capítulo 2). La participación creciente de fuentes de energía distribuida, próximas al lugar del consumo puede contribuir a atenuar las pérdidas, pero por su carácter intermitente (no firme) sobre una red de suministro con una demanda, a su vez, aleatoria pero predecible por agregación, provoca variaciones en la tensión de suministro y en los flujos de energía reactiva.

La propia planificación de la red mínima necesaria a escala local para asegurar un suministro esencial fiable (red al menor coste para una calidad regulada) se vuelve extremadamente compleja por la dificultad de predicción de la demanda y la generación óptima disponible. Como consecuencia de la progresiva incorporación de la generación distribuida no gestionable, las restricciones operativas locales de red pueden aumentar, afectando negativamente a la fiabilidad del suministro a los consumidores.

Desde la evolución tecnológica, la regulación debe conciliar en el referido contexto las condiciones de conexión y acceso a la red de los nuevos agentes generadores distribuidos que incorporan las fuentes renovables intermitentes autóctonas, o bien de los productores - consumidores (“prosumidores”), firmes o no firmes, sin poner en riesgo la calidad y seguridad del suministro eléctrico de la red de distribución [115]. En este sentido, en la Figura 7-1 se ofrece una visión preliminar de los flujos bidireccionales de energía eléctrica y de servicios de valor agregado entre la red de transporte, la red de distribución y sus usuarios, que anticipa la evolución de funciones y responsabilidades del futuro Operador del sistema de distribución (DSO).

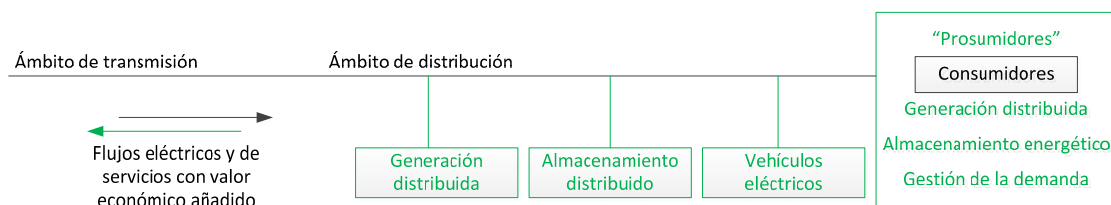


Figura 7-1: Flujos de energía y servicios en el ámbito operativo del sistema de distribución eléctrica.

Fuente: [116].

La incorporación de los recursos energéticos distribuidos, DER³³, en la red de distribución requiere de un soporte eficaz de las tecnologías de información y comunicaciones. La evolución de los costes tecnológicos que permita la adecuada visibilidad de los flujos de energía en los puntos de conexión a la red (consumo, producción de energía eléctrica, DG³⁴, o almacenamiento energético, DS³⁵); la gestión activa de la demanda (DSM³⁶, DR³⁷, y CLS³⁸); junto con el impulso decidido al cumplimiento de los compromisos en materia de emisiones y abastecimiento energético sostenible a partir de recursos renovables, marcan el inicio del proceso de transformación de la red de distribución tradicional, diseñada para un funcionamiento pasivo, hacia una red inteligente, o *smart grid*, (ver CAPÍTULO 5:) que propicia un sistema proactivo de distribución, y que, como consecuencia, establece la evolución irreversible del Operador de red de distribución clásico (DNO³⁹) para convertirse en Operador del sistema de distribución (DSO⁴⁰).

En los siguientes apartados se describe dicha evolución en los países desarrollados de nuestro entorno, desde las actuales funciones del Operador de red de distribución hasta llegar a alcanzar la condición de Operador del sistema de distribución eléctrica.

La incorporación de los DER al sistema eléctrico introduce de forma progresiva nuevos retos técnicos sobre la red de distribución y, a la vez, ofrece posibles apoyos a la operación y planificación de la misma, a partir de soluciones fiables de su conexión que resulten eficientes para el sistema en su conjunto. De este modo, además, se mejora la capacidad de la red de distribución para acoger los recursos DER de origen renovable y su capacidad de contribuir a la estabilidad y seguridad de los servicios de la misma. Aprovechar las capacidades de los DER, en donde la generación es sólo una parte, requiere cambios en la forma de planificar y operar las redes eléctricas. Los flujos de energía bidireccionales deben ser previstos y gestionarse de forma anticipada, para, después, ser supervisados en tiempo real en base a la topología de red en cada momento. La nueva gestión de la red resulta proactiva y flexible.

En un sistema eléctrico avanzado y sostenible, los principales vectores de desarrollo que determinan la evolución de DNO a DSO antes referida son los siguientes: la tecnología disponible; la eficiencia económica del sistema eléctrico en su conjunto; la calidad y seguridad del suministro eléctrico; y la huella medioambiental de las actividades vinculadas al abastecimiento eléctrico (generación, transporte y distribución).

En este sentido, en el presente capítulo se analizan las implicaciones tanto para los operadores del sistema eléctrico de redes de transporte y distribución, como para los operadores DER, a partir de fuentes de energía renovable, y/o almacenamiento energético, perfilando las pautas preliminares para la planificación y desarrollo del sistema de transporte y distribución, su operación avanzada con el intercambio necesario de información.

En los capítulos siguientes esta realidad técnico-económica permitirá situar y formular el modelo de planificación de redes propuesto, en un contexto de desarrollo técnico (material y metodológico) así

³³ DER: Distributed energy resources (DG, DS source, DSM, DR y CLS).

³⁴ DG: Distributed generation.

³⁵ DS: Distributed energy storage.

³⁶ DSM: Demand side management.

³⁷ DR: Demand response.

³⁸ CLS: Controllable load system (DS load y vehículo eléctrico).

³⁹ DNO: Distribution network operator.

⁴⁰ DSO: Distribution system operator.

como de los aspectos regulatorios necesarios para dar certidumbre retributiva a las inversiones necesarias, intensivas en capital y con largo plazo de amortización.

7.2 DISEÑO TRADICIONAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

El diseño de la red de distribución para abastecer el consumo en un ámbito territorial determinado, zona urbana, semiurbana o rural, para una calidad y seguridad reguladas, apenas ha cambiado en las últimas décadas. Hasta hace bien poco, el cometido del agente distribuidor se circunscribía a la entrega de la potencia y energía en los distintos puntos de conexión (consumo) de los consumidores a su red, manteniendo la tensión y frecuencia dentro de los márgenes establecidos en cada uno de los referidos puntos de conexión.

Este diseño, avalado por la experiencia de más de cien años en todo el mundo, se fundamenta en el “desarrollo de una red que sigue a la demanda”, a partir de un flujo de energía en una sola dirección. Esta realidad es consecuencia del modelo eléctrico cuya actividad industrial tiene su origen en una producción eléctrica concentrada, por razones de economía de escala, que es transformada (elevada su tensión) y transportada, para luego ser entregada a través de la red de distribución a los consumidores finales, tras las necesarias etapas previas de transformación (reducción su tensión) en las subestaciones transformadoras conectadas al transporte o a la red de distribución.

El diferente desarrollo de cada país, la propia historia de su sector eléctrico y, como consecuencia, su grado de electrificación, hace que las especificaciones técnicas (nivel de tensión nominal, frecuencia, etc.) de los distintos elementos de la red de distribución puedan ser diferentes de un país a otro. Estas diferencias se han ido reduciendo por la influencia del mercado y las economías de escala que introducen los propios fabricantes internacionales de bienes de equipo.

Los distintos niveles de tensión o voltaje son habitualmente denominados como baja, media, alta y muy alta tensión, BT, MT, AT, MAT, o por sus siglas en inglés LV, MV, HV o EHV, respectivamente. El estándar Cenelec EN 50160 establece la siguiente clasificación:

Baja Tensión BT	<i>Low Voltage</i> LV	< 1 kV
Media Tensión MT	<i>Medium Voltage</i> MV	1 kV - 36 kV
Alta Tensión AT	<i>High Voltage</i> HV	36 kV – 150 kV
Muy Alta Tensión MAT	<i>Extra High Voltage</i> EHV	> 150 kV

Tabla 7-1: Clasificación de tensiones según el estándar Cenelec EN50160 (2010).

Fuente: [61].

Por diseño, las redes de distribución tradicionales responden a dos tipos básicos de configuración o topología: radial o mallada, en función de los recursos disponibles, el número de clientes y potencia a abastecer, así como de la calidad de suministro esperada y los sistemas de soporte a la monitorización y operación en tiempo real, vía telemando o mediante operación local *in situ*.

La red radial es alimentada desde uno de sus extremos, y distribuye el suministro mediante una estructura arborescente. Si se produce una incidencia o una avería en un elemento de la misma, los

demás elementos “aguas abajo” que reciben el flujo de energía a través de éste, quedan sin servicio hasta la reparación o resolución de la incidencia o avería. Se procura que las ramas o derivaciones de estas redes puedan interconectarse en apoyo mutuo. Los suministros que tienen esta posibilidad se abastecen en anillo abierto.

La red mallada es aquella que por diseño y explotación soporta el fallo simple de uno de sus elementos constitutivos (criterio N-1). Es decir, en caso de incidencia o avería en uno de sus elementos la red o el sistema de distribución es capaz de adaptarse a la nueva situación operacional sin violar los límites operacionales establecidos en la reglamentación. En base a la condición del servicio de la red en ocasiones por diseño se establece el criterio N-2 en determinados elementos de la misma.

El criterio N-1 establece, en la condición de explotación mallada de la red, la capacidad de la misma en poder adaptarse a la nueva situación sin interrumpir el suministro eléctrico. Determinadas condiciones especiales en la red mallada, pueden exigir la explotación radial con carácter temporal.

En la configuración radial en anillo abierto, el apoyo entre líneas de distribución sin interrumpir el suministro eléctrico requiere del acoplamiento previo entre instalaciones que permitan dicha situación transitoria. En caso contrario, se interrumpe el mismo durante el tiempo necesario para realizar las maniobras que permitan el transvase necesario de cargas de una línea a otra.

La función y comportamiento de **la red de distribución AT (HV)** es bastante similar al de la red de transporte. Por ello, también se la denomina red de subtransmisión o subtransporte. Su configuración mallada puede operarse como radial o mallada, dependiendo de la situación. En Europa los criterios ante contingencia de la misma son similares, N-1 o N-2, para las áreas rurales y urbanas, respectivamente. El nivel de supervisión y control en este tipo de red es muy alto, y se realiza desde el(los) centro(s) de control de red del distribuidor.

La red de distribución MT (MV) es de configuración radial, con diferencias significativas en su diseño y propiedades de auxilio y apoyo en el ámbito urbano o rural. La densidad de cargas y la demanda relativamente altas (coeficientes de simultaneidad elevados) conllevan un mayor grado de solicitud en los transformadores y cables en áreas urbanas. La red en áreas rurales se caracteriza por cubrir una mayor extensión geográfica con una menor densidad de carga, con líneas más largas, mayores impedancias de la red y menor factor de carga en los equipos. El nivel de supervisión y control en este tipo de red en Europa es muy distinto en cada país, debido a diferentes razones y necesidades. En España el nivel de control y mando sobre los elementos de la red MT es medio-alto, con alcance sobre los elementos de maniobra en subestaciones, centros de reparto y maniobra y elementos de maniobra y/o protección en líneas aéreas, e incrementándose de forma progresiva por necesidades de la red y de su calidad de servicio, así como del incipiente despliegue operativo de las redes inteligentes.

La red de distribución LV tiene características diferentes en entorno urbano y rural. Se explota en modo radial, con puntuales apoyos. Es una red pasiva por diseño. Sus sistemas de control y protección son pasivos. En la actualidad la supervisión se realiza de forma indirecta a través del sistema de detección de averías y de la toma periódica de cargas, agregadas a nivel de subestación y/o centro de transformación, junto con el reparto de las mismas en base las potencias contratadas, coeficientes de simultaneidad y uso, mediante algoritmos de cálculo contrastados. Los sistemas de automatización con inteligencia local son todavía una excepción.

A pesar de las diferencias señaladas, en un sector con más de cien años de historia, el alcance operativo de los modelos o herramientas de supervisión, control y mando de la red eléctrica resultan muy similares. Estas herramientas permiten el apoyo y asistencia a la operación de la red en tiempo real, así como la simulación previa de los diferentes estados de la misma. La Figura 7-2 ilustra, en color verde, los distintos niveles o alcances de control, mando y simulación del estado de red en cada nivel de tensión.

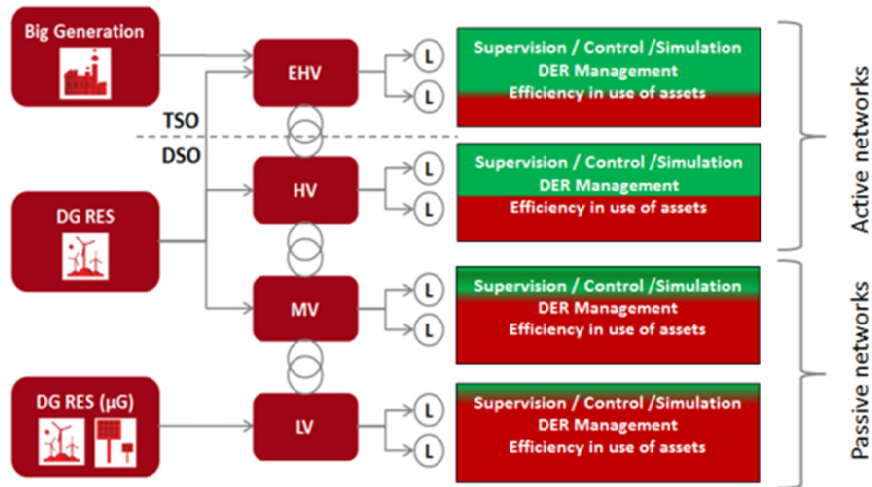


Figura 7-2: Alcance del control, mando y capacidad de simulación del estado de la red (color verde) en los distintos niveles de tensión de red de distribución (DSO) y transporte (TSO).

Fuente: [61].

Por diseño, el referido grado de alcance del telecontrol (monitorización, control, mando y capacidad de simulación del estado de la red) en las tensiones de distribución AT (HV) se encuentra más próximo a los de la red de transporte eléctrico, MAT (EHV). En redes MT (MV) el referido alcance se circunscribe a las líneas de salida de subestación y determinados centros de transformación o de reparto. En la red BT (LV) los sistemas de control son más pasivos y básicos, al no disponer el distribuidor de la visibilidad y mando en cada punto característico de la red (**redes pasivas**). En cada rango de tensiones referido, la supervisión y control en tiempo real determinan la capacidad efectiva de gestión activa o flexible de la red (**redes activas**), manteniendo la operación segura de la misma y su calidad de servicio.

7.3 INTEGRACIÓN DE LOS RECURSOS DE ENERGÍA DISTRIBUIDOS

Los objetivos de reducción de emisiones en la Unión Europea (UE) a alcanzar en 2020, junto con su prospectiva energética en el horizonte del año 2050, conceden un papel básico al sector eléctrico a través del impulso de inversiones en generación eléctrica baja en emisiones y medidas de eficiencia energética en el ámbito del consumo. En este contexto la integración progresiva de los recursos energéticos distribuidos sustentados en la generación distribuida, el almacenamiento energético y la gestión activa de la demanda (DSM, DR y CLS), están llamados a jugar un papel destacado, en la medida que resulten capaces de contribuir, además, a la propia estabilidad y eficiencia de las redes de transporte y distribución.

En los países miembros de la UE, estos objetivos establecen una tendencia creciente de participación de las fuentes renovables de energía en el mix de generación para el abastecimiento del suministro eléctrico.

La realidad intermitente del recurso primario de la DG con origen solar y eólico establece en su producción eléctrica la condición de “no gestionable”. Ello determinará las especificaciones técnicas de conexión y acceso a la red de este tipo de instalaciones, para preservar los parámetros de calidad y seguridad del suministro eléctrico. La condición de no gestionable referida requerirá de una mayor flexibilidad en el acceso, o bien de inversiones en desarrollo y/o refuerzo en la infraestructura de la red.

En un entorno de ineludible eficiencia energética y de creciente incorporación a las redes eléctricas de instalaciones de producción DG a partir de fuentes renovables, es necesario prever la electrificación asociada a la movilidad eléctrica (modelo de transporte sostenible basado en el vehículo eléctrico). Por este motivo, en Europa está previsto un importante desarrollo del vehículo eléctrico, EV, en el horizonte de 2050. Para 2020 el EV debe alcanzar un 10% de cuota del parque de vehículos. Estos vehículos necesitarán tener acceso y conexión a la red, para repostar (consumo) o incluso, en determinadas condiciones previamente pactadas, podrán devolver parte de su energía acumulada a la red, contribuyendo a su estabilidad al actuar como un sistema de almacenamiento descentralizado (ver Capítulo 2).

En un contexto regulatorio predecible y acorde con la política energética enunciada, la tendencia referida que marca el vehículo eléctrico, junto con el desarrollo de la producción eléctrica para autoconsumo y de las instalaciones centralizadas para el acondicionamiento frío/calor (edificios, comunidades, hoteles y grandes recintos), anuncia un despliegue masivo de los DER, y en particular de la generación distribuida a partir de fuentes renovables y de la cogeneración de alta eficiencia.

7.3.1 Recursos energéticos distribuidos: consideraciones previas y alcance

Bajo el concepto “recursos energéticos distribuidos” (DER) en la red de distribución eléctrica se incluyen, además de la generación eléctrica distribuida, el almacenamiento energético distribuido como fuente de energía, la gestión de la demanda, la capacidad de respuesta de la demanda a las señales procedentes del propio sistema y las cargas eléctricas gestionables asociadas al almacenamiento energético distribuido y al vehículo eléctrico (EV⁴¹) cuando actúa como carga.

La actividad de generación distribuida DG se realiza a partir de una instalación de generación eléctrica de mediana o pequeña potencia conectada a la red de distribución. Normalmente, además de abastecer la necesidad local de consumo (autoconsumo), exporta su excedente de producción al mercado eléctrico, a través de la red de la distribución de la zona. Estas instalaciones son operadas por agentes generadores, que suelen ostentar la condición de consumidor a través de la misma o distinta figura jurídica, en virtud de la legislación de cada país. Cuando ambas actividades (producción y consumo) coexisten en el mismo agente, éste se denomina “prosumidor”, al adaptar el vocablo “*prosumer*” en inglés.

La gran generación eléctrica centralizada se oferta, programa y se despacha en un marco de supervisión por parte del Operador del mercado eléctrico, bajo la estrecha coordinación o tutela técnica del Operador del sistema de transporte (TSO). La pequeña/mediana DG conectada a la red de distribución se opera y controla a menudo exclusivamente por sus propietarios. En la actualidad no existe una planificación de despacho para DG, aunque esto puede evolucionar mediante la agregación de las capacidades de producción, o bien, desde la adecuada coordinación de servicios en el nivel de red de distribución.

En su “isla de potencia”, las tecnologías disponibles DG incorporan como sistema de producción de energía eléctrica pequeñas turbinas (o micro turbinas), células de combustible o tecnología fotovoltaica asociada a convertidores de electrónica de potencia. Atendiendo a su fuente primaria, una parte importante de la DG, proviene del uso combinado del calor en procesos industriales (sector cerámico, alimentación, etc.) para generación de energía eléctrica (CHP⁴²). Completan la estructura de generación DG la producción eléctrica a partir de fuentes renovables (eólica, solar térmica, fotovoltaica, hidráulica

⁴¹ EV: *Electrical Vehicle, Vehículo Eléctrico.*

⁴² CHP: *Combined heat and power generation, cogeneración.*

fluyente y térmica renovable -biomasa, purines..., etc.); y la generación a partir combustibles fósiles convencionales. Como ejemplo, en la Figura 4-5 se muestra la participación de las distintas tecnologías de producción de energía eléctrica en el sistema eléctrico español en una determinada fecha.

La Tabla 7-2 incluye una clasificación general de las distintas tecnologías de generación por el nivel habitual de tensión del punto de conexión a la red.

Nivel de tensión del punto de conexión a la red	Tecnología de generación
Muy Alta Tensión (MAT) (220-500 kV)	Nuclear Ciclo combinado gas (CCGT) Gran hidráulica Carbón
Alta Tensión (AT) (45-150 kV)	Gran industria CHP Parques eólicos Offshore/Onshore Gran Fotovoltaica Termosolar
Media Tensión (MT) (11-36 kV)	Minihidráulica Mediana/pequeña industria CHP Huertos solares (Fotovoltaica) Termosolar Geotérmica Mareomotriz
Baja Tensión BT (< 1kV)	Pequeña/individual Fotovoltaica, Micro CHP Micro eólica

Tabla 7-2: Nivel habitual de tensión de conexión a la red por tecnología de generación.

Fuente: Elaboración propia, a partir de [61].

7.3.2 Capacidad de la red para incorporar recursos energéticos distribuidos

Las instalaciones de distribución eléctrica se diseñan para satisfacer el suministro eléctrico a los consumidores para escenarios de producción y de demanda por consumo previsible, en el horizonte establecido de planificación del sistema eléctrico, bajo las condiciones operativas reguladas de calidad y seguridad (fiabilidad, redundancias y nivel de contingencia tolerable) del mismo. La retribución de los activos de distribución, en base a su diseño de red y coste asociado (CAPEX, operación, mantenimiento, pérdidas admisibles, etc.) representa un elemento clave para la organización de la actividad de distribución, dentro del marco de la calidad y seguridad del suministro establecido por la regulación eléctrica en cada país. Por ello, las instalaciones de distribución que configuran la red se diseñan para un funcionamiento de calidad reglado en base a una carga máxima neta, consumo-DG, aunque sólo ocurra durante unas horas al año. Surge de este modo el tratamiento de la solicitud de acceso de un agente futuro usuario de la red, y su solución técnica de conexión, bajo el criterio denominado “fit and forget”, admitido por la regulación eléctrica en la mayor parte del mundo [62].

En este marco conceptual, la regulación europea establece para el consumo y la generación distribuida el derecho de acceso a la red bajo condiciones técnicas de **conexión firme**. Las soluciones técnicas de conexión DG se establecen a partir de la prioridad de acceso a la red para la producción no gestionable con origen renovable. De este modo, se asegura una capacidad disponible permanente para evacuar la

producción eléctrica (capacidad firme), que se utiliza desde la capacidad efectiva DG en cada momento y la efectiva disponibilidad del recurso primario (no gestionable). En algunos países a la solución técnica de conexión firme para la evacuación DG se le exige soportar la condición de contingencia para el estado N-1 en la red (fallo simple de cualquier elemento de la red).

La agregación de la demanda eléctrica por consumo permite atenuar sobre la curva de carga neta de la red el efecto de su libre decisión puntual, la estacionalidad y el tipo de uso final. Aún así, existe un margen de mejora considerable en el ámbito de la eficiencia de la demanda por consumo, con alcance sobre el uso eficiente de la red, que entra en el terreno de los recursos DER vinculados a la DSM, DR y CLS antes referidos.

En este ámbito DER-DG, surge una aparente controversia técnico-económica, entre la capacidad comprometida en la red por estas conexiones firmes necesarias para evacuar una producción eléctrica no gestionable o intermitente (no firme) y la reducida fracción de capacidad efectiva de generación de estos productores sobre la estructura de generación del sistema eléctrico en cada momento, que pueda ser considerada por el DSO bajo determinadas condiciones para la planificación y operación de su red. Es decir, que dicha producción pueda ser incorporada al sistema eléctrico en las condiciones de calidad y seguridad exigibles.

Aunque las restricciones de red puedan identificarse en escenarios de operación de baja probabilidad, o bien su duración estimada sea reducida, la fiabilidad regulada del suministro eléctrico (calidad y seguridad) determina la necesidad de incorporar las correspondientes soluciones de refuerzo de la misma en su planificación y desarrollo. Este criterio puede resultar aparentemente conservador, al establecer un potencial sobre dimensionamiento de la red en sus escenarios habituales de explotación. Esta condición resulta inevitable para preservar la seguridad y la calidad del sistema antes señaladas, bajo la condición de acceso firme que permite la libre decisión de gestión energética por parte de sus distintos usuarios del mismo.

Como consecuencia, al tutelar desde la regulación las condiciones operativas de la red se preserva su capacidad disponible, que llega a resultar agotada para permitir la conexión de nuevos consumos o recursos energéticos distribuidos DER-DG, si previamente no se desarrollan los refuerzos de red necesarios. En este sentido, las condiciones exigibles para la operación segura de la red son aquellas que de forma estable (estado normal o en estado N-1) permiten su funcionamiento dentro de sus límites reglamentarios de tensión y su capacidad técnica.

Como solución alternativa o complementaria al refuerzo o desarrollo de la red emergen los sistemas de almacenamiento energético distribuido (DS), cuyo coste condiciona en la actualidad su limitada aplicación, así como la capacidad de respuesta de la demanda (DR), a su vez condicionada por la incertidumbre (dificultad y coste) de su despliegue [45].

La seguridad en la operación de red determina la **seguridad** de su funcionamiento y, como consecuencia, de su servicio y de su fiabilidad. Por ello, la seguridad referida es condición necesaria para asegurar la **calidad** del suministro.

Los costes asociados a los refuerzos o desarrollos de red, o soluciones alternativas, en base a la normativa regulatoria de cada país, se repercuten al conjunto del sistema (OPEX), y habitualmente al agente que los induce (CAPEX), a través del coste de la solución técnica para establecer el punto de conexión y acceso.

La posible **conurrencia de solicitudes sobre la capacidad disponible** de la red, mientras ésta se refuerza, da lugar a la necesidad de establecer criterios de priorización de los accesos a la misma por parte de la Administración competente para acomodar la ampliación, en su caso, de la referida

capacidad a los nuevos proyectos de generación entrantes. El tiempo necesario para desarrollar y construir un nuevo proyecto de inversión DG suele ser bastante inferior al plazo necesario para desarrollar los posibles refuerzos de red. En este punto, surge la necesidad de establecer/mejorar la coordinación de la libre iniciativa de los promotores, a partir de la disponibilidad de recursos renovables distribuidos y las señales económicas del sistema eléctrico - mercado, con el operador de la red de distribución y con el operador del sistema de transporte.

Esta coordinación resulta especialmente compleja debido al proceso de evaluación técnica que regula el tratamiento de la **solicitud de acceso y conexión a la red**, y el proceso asociado de autorizaciones administrativas, en el que participan los diferentes organismos competentes. Además, los informes para establecer las condiciones técnicas en el punto de conexión tienen una validez limitada en el tiempo. Durante el plazo de vigencia de cada informe emitido por el distribuidor dicha capacidad informada queda comprometida, a la espera de la respuesta de aceptación por parte del solicitante, periodo durante el cual, además de valorar la viabilidad y obtener la financiación de su proyecto, tendrá que recabar las oportunas autorizaciones para materializar el mismo. Esta situación introduce un factor de oportunidad del momento de la solicitud y un margen de capacidad "ociosa" en espera del análisis de viabilidad referido del proyecto.

La propia Directiva 2009/72/EC, en su artículo 25.7, establece la necesidad de que el DSO incorpore los DER en su planificación de red. En este sentido, para aliviar las situaciones antes señaladas, resulta necesario mejorar la convergencia temporal entre los procesos de autorización administrativa, incluida la priorización entre instalaciones, y de plazo de validez de las soluciones técnicas informadas de conexión sobre la capacidad disponible y comprometida de red.

Estas situaciones se ponen especialmente de manifiesto cuando en un ámbito de red existe un elevado índice de recursos DG conectados y comprometidos (puntos de conexión informados y/o aceptados por un promotor DG) para una demanda eléctrica por consumo proporcionalmente baja en relación a la capacidad de generación. Esta situación da lugar, de hecho, a una "saturación virtual" de la red, en donde la capacidad conectada, reservada o comprometida satura la capacidad de evacuación disponible sobre la red existente o con desarrollo planificado. En estos casos, es necesario establecer por parte de la Administración competente un criterio objetivo que determine de forma no discriminatoria la prioridad de conexión, en donde determinados proyectos puede que, eventualmente, no lleguen a materializarse por distintos motivos (obtención de las autorizaciones administrativas, de la financiación del proyecto, etc..) pudiendo afectar a la solución técnica de conexión de otros proyectos concurrentes sobre la capacidad disponible de la red en la zona, y donde el DSO desconoce la información en detalle del avance efectivo del expediente administrativo de cada promoción.

Por ello, dado el **carácter discreto o escalable de las soluciones técnicas** para ampliar la capacidad de evacuación de la red, el avance referido de cada proyecto en particular, que ocupa una determinada capacidad en la red, puede influir en el coste de conexión de los solicitantes que formularon su necesidad con posterioridad a dicho proyecto. Estas solicitudes DG entrantes en zonas saturadas, de forma efectiva o virtual, recibirán posiblemente un informe de conexión con una solución técnica de mayor coste que la diseñada e informada para solicitudes de conexión anteriores en el tiempo, aunque se desconozca en ese momento si aquéllos materializarán, o no, su derecho de acceso y conexión durante un determinado plazo que reconoce la regulación, a partir de la aceptación del informe técnico que establece las condiciones técnicas y económicas de conexión a la red⁴³.

⁴³ Para limitar en el tiempo estas situaciones, en la regulación española se establece (pendiente de desarrollo reglamentario, Art. 33 Ley 24/2013 y su Disposición transitoria undécima) que los derechos o permisos de acceso y conexión a la red caducan a los cinco años desde su obtención para las instalaciones que no hubiesen obtenido acta de puesta en servicio en ese plazo. De igual modo, caducan dichos derechos para las instalaciones DG que cesen en

En materia de planificación, el acceso y conexión de la generación distribuida, gestionable o no gestionable, sobre la red del DSO representa un desafío de flexibilidad y capacidad de su operación para evitar en cualquier escenario unas condiciones de funcionamiento que puedan poner en riesgo la calidad y seguridad del suministro. Esta realidad es consecuencia de la ubicación del punto de conexión de la instalación DG en la red y de la firmeza de su producción. Dicha ubicación no siempre es junto a la demanda por consumo y la producción no gestionable DG por la naturaleza de su energía primaria no sigue la evolución de la demanda conectada en su mismo ámbito de red.

Por ello, en ámbitos de red con elevada disponibilidad del recurso primario renovable no gestionable (energía eólica y/o solar) la penetración creciente de la generación distribuida (DER-DG), sin un almacenamiento energético efectivo que permita su adecuada gestión, no sólo establece un desafío para el balance energético en el sistema eléctrico en su conjunto (necesidad de generación respaldo), sino también, a nivel zonal, para el propio funcionamiento y operación de la red de distribución a la que se conecta.

7.3.3 Aspectos técnicos que limitan la capacidad de acceso a la red

En las últimas dos décadas se ha registrado un importante desarrollo de los recursos de energéticos distribuidos (DER) en todo el mundo. En cada país se han adoptado distintos esquemas de apoyo para promover la generación distribuida (DG) a partir de fuentes de energía de origen renovable (certificados verdes, subsidios directos, exenciones de impuestos, etc.). En este contexto los operadores de red de distribución experimentan un importante volumen de solicitudes de acceso a la red, cuya solución técnica de conexión debe respetar las condiciones técnicas reglamentarias de funcionamiento de la misma, para preservar la calidad y seguridad de su servicio, a su vez reglado.

A continuación se identifican los principales aspectos técnicos que limitan la capacidad de una red de distribución para confirmar el derecho de acceso de un futuro agente usuario de la misma y, en particular, para incorporar los recursos energéticos distribuidos, DER.

7.3.3.1 Límites térmicos en los elementos de la red

La capacidad térmica de cada elemento de la red de la distribución (líneas, transformadores, etc.) determina su límite térmico admisible, que caracteriza su rango de normal funcionamiento. El acceso a la red del recurso DER afecta a los flujos de intensidad eléctrica pudiendo llegar a modificarlos en su valor y sentido físico, por ejemplo, bajo la condición generación máxima y condiciones de demanda mínima por consumo. En cualquiera de los escenarios previsible de carga en la red se debe asegurar que la carga en ninguno de los elementos constitutivos de la red supera su límite térmico admisible.

La capacidad o el límite térmico de un elemento de la red queda determinado por la máxima temperatura que soportan los materiales que lo configuran para poder seguir operando sin perder sus características térmicas y mecánicas. La temperatura del elemento queda determinada principalmente por la magnitud de la corriente que soporta y en menor medida por las condiciones ambientales.

Como consecuencia, resulta necesario evaluar la intensidad de la corriente en cada tramo de la red, al incorporar la evacuación de la producción eléctrica previsible sobre la misma, en cualquier escenario de demanda por consumo. En ámbitos con excesiva DG las inyecciones de generación distribuida pueden provocar congestiones en la red al llevar al sistema más allá de sus límites de capacidad técnica, bien por

el vertido de energía a la red por un periodo superior a tres años, por causas imputables al titular distintas al cierre temporal.

exceso de generación en relación al consumo, o por exceso de consumo a pesar de la contribución de la generación distribuida. En ambos escenarios se alcanza la **congestión de la red**, que obliga a tomar acciones de emergencia preventivas de carácter restrictivo sobre la generación, sobre el consumo, o sobre ambos, para evitar el colapso del sistema. De este modo se establece la desconexión ordenada de parte de la generación (restricción temporal de generación), o bien del consumo (deslastre de cargas). Las restricciones operativas de la red o del sistema son las condiciones técnicas límite que desencadenan dichas acciones de emergencia. La regulación de cada país establece umbrales de potencia instalada a partir de los cuales el TSO tiene capacidad de control sobre la generación que las plantas DG inyectan en la red de distribución (ver Tabla 7-3).

7.3.3.2 Variación del nivel de tensión

El valor de la tensión de suministro eléctrico o voltaje se regula principalmente a través de las tomas de los correspondientes reguladores en carga de los transformadores en las subestaciones MAT-AT/MT (OLTC⁴⁴), los reguladores de tensión instalados en las líneas de distribución radial MT (VR⁴⁵) y mediante la compensación de la energía reactiva en determinados puntos de la red. Aunque el recurso DER puede tener un efecto positivo, al compensar la caída de tensión en una red radial en su punto de conexión, con elevada penetración de recursos DER-DG se complica la regulación antes referida de la tensión concebida para flujos unidireccionales. Además la generación DG en escenarios de bajo consumo puede dar lugar a situaciones de tensión fuera de los márgenes reglamentarios cuando el sistema de regulación de tensión no es capaz de compensar la variación que introduce la DG sobre el perfil de tensiones de la línea a la que se conecta. Otro aspecto a considerar es el aumento de actuaciones en los equipos OLTC y VR afectados y, con ello, el incremento de sus costes de mantenimiento.

7.3.3.3 Potencia de cortocircuito

Una de las características técnicas del diseño de una red de distribución es su potencia de cortocircuito, o nivel de falta máxima esperado, en cada uno de sus nudos. Se corresponde con la corriente de la falta máxima que puede interrumpir el elemento o el equipo de protección utilizado por diseño constructivo de la red, con el fin de no superar sus límites térmicos y mecánicos que determinan su capacidad de corte. Los recursos DER generadores (DG y DS) tienen la capacidad de contribuir a la corriente de falta y, por tanto, su conexión puede llevar a superar la potencia de cortocircuito en determinados puntos de la red.

⁴⁴ OLTC: *On load tap changers, Reguladores en carga de los transformadores en las subestaciones.*

⁴⁵ VR: *Voltage regulators, Reguladores de tensión.*

País	Compensación ⁴⁶ por restricciones a la producción GD RES conectada a la red-sistema de distribución	Responsable de la orden de restricción	Potencia mínima a restringir o desconectar	Mecanismo compensación por la restricción operativa del sistema – red
Austria	No permitida. Medida de último recurso por motivos de seguridad del sistema	TSO o DSO	No se especifica	No aplica
Bélgica	Permitida por motivos de seguridad. En la actualidad no regulada la restricción por congestión de red; existen proyectos piloto para gestionar la capacidad de red mediante restricciones operativas pactadas contractualmente.	TSO o DSO en función del nivel conexión DG. Si se produce saturación en sistema transporte, TSO a través del DSO	Hasta 250 kW	A debate. En la actualidad no existe.
Francia	A nivel de transporte, todas las plantas por motivos de seguridad. A nivel distribución, algunas plantas si existe saturación de la red - sistema	TSO o DSO en función del nivel conexión DG. Si se produce saturación en sistema transporte, TSO a través del DSO	>1 MW, y en ocasiones, ≤ 1 MW	No compensación de la restricción por condiciones de seguridad del sistema.
Alemania	En operación normal, puede ser restringida la producción de plantas de cierto tamaño. En nivel de transporte como de distribución, la producción de cualquier planta puede ser restringida en estado de emergencia	TSO o DSO en función del nivel conexión DG. Si se produce saturación en sistema transporte, TSO a través del DSO	Mini hidro > 100 kW FV > 30 kW	Se compensa el 95% de la pérdida de ingresos en caso de saturación a nivel de distribución.
Irlanda	En el nivel de transporte por motivos de seguridad, no por saturación en el nivel de distribución	TSO sobre determinados parques eólicos en el nivel transporte, vía Scada	> 5 MW	Se compensa la total capacidad de generación disponible al precio de mercado en ese momento.

⁴⁶ Mecanismos de compensación de las restricciones operativas a la producción GD RES (Generación distribuida a partir de fuentes de energía renovables), entendidos como acuerdos de carácter contractual para compensar la pérdida de producción de energía eléctrica debido a restricciones operativas previsibles del sistema eléctrico. Estos acuerdos regulan el nivel económico de la compensación, así como las condiciones acreditables de la restricción temporal, los agentes involucrados y, en su caso, la traslación de costes al propio el sistema regulado de compensaciones.

Italia	En el nivel de transporte por motivos de seguridad, no por saturación en el nivel de distribución	TSO sobre determinadas plantas relevantes GD RES en el nivel transporte	> 10 MW	En parques eólicos se compensa la capacidad de generación restringida al precio de mercado, sin incentivos
Portugal	Por motivos de seguridad tanto a nivel de transporte como distribución. Microgeneración: protección en punto de conexión que desconecta GD si la tensión se desvía más del 10 %; se reconecta al cabo de un tiempo en el que la tensión vuelve a sus márgenes reglamentarios.	TSO en el nivel de transporte. DSO en nivel distribución, y control sobre ajustes de consigna de protección automática por desvío máximo admisible de tensión.	No se especifica	Se compensa la total capacidad de generación disponible
España	Por motivos de seguridad, tanto a nivel de transporte como distribución.	TSO en el nivel de transporte. TSO a través de DSO en GD supervisada en nivel de distribución. DSO solicita a TSO restricción en caso de saturación en distribución.	> 1 MW	Parques eólicos se compensa el 15% de la capacidad de generación restringida al precio de mercado en ese momento. Resto GD no se compensa. La restricción debe quedar justificada.
Suecia	En el nivel de transporte por motivos de seguridad, no por saturación en el nivel de distribución	TSO en el nivel de transporte. DSO en nivel distribución, y control sobre ajustes de consigna de protección automática por desvío máximo admisible de tensión.	No se especifica	No se compensa la restricción por necesidades del sistema
Reino Unido	Por motivos de seguridad, tanto a nivel de transporte como distribución.	TSO mediante acuerdos con grandes DG. DNO si establece acuerdos con DG	TSO: > 100 MW	Según lo acordado en restricciones establecidas por TSO, en base a mecanismos de mercado. No se compensan las restricciones por DSO

Tabla 7-3: Condiciones de restricción de la generación distribuida a partir de fuentes renovables por motivos de seguridad operativa de red.

Fuente: [61].

7.3.3.4 Calidad de onda

La incorporación progresiva a la red de distribución eléctrica de la generación distribuida (DG) de origen renovable no gestionable trae consigo un potencial deterioro de su calidad y seguridad exigibles, debido a la complejidad que introduce la volatilidad de su producción sobre la planificación y operación de red, junto con la dificultad de observar, predecir y monitorizar su comportamiento [2]. Por la tecnología empleada, estas instalaciones de generación introducen en la red fenómenos transitorios que afectan a su estabilidad, inversión de flujos de potencia y perturbaciones en la calidad de onda y, como se ha señalado, sobre el control de tensiones.

Por ello, es necesario evaluar la potencial capacidad de la DG para introducir estos fenómenos transitorios o distorsiones sobre la forma de onda de la tensión (armónicos y flicker) y sobre la actuación coordinada de los sistemas de protección de la red y de la planta de generación , [49], [117].

Las perturbaciones referidas se vinculan estrechamente a las fluctuaciones de tensión con origen en las variaciones rápidas del recurso primario que determina la entrega de su producción eléctrica, así como a la emisión de armónicos y efecto flicker, que dependen del tipo y tecnología del equipo DER-DG, así como de las características de la red a la que se conecta, que por este motivo puede imponer límites específicos de capacidad para incorporar este tipo de recursos.

7.3.3.5 Otras restricciones técnicas

La inversión de flujos de energía eléctrica en la red puede tener un efecto negativo sobre los sistemas de regulación de tensión, así como sobre la coordinación de los sistemas de protección. La situación imprevista de operación de la red en isla, que se trata más adelante, es un aspecto importante en la distribución eléctrica en el campo de la protección y seguridad de las personas e instalaciones. Estas situaciones se pueden manifestar en ámbitos de elevada penetración DER-DG, o en ámbitos parciales de red en los que la generación local supera la demanda por consumo. La complejidad y limitaciones técnicas para detectar y eliminar estas situaciones no deseadas conducen a criterios conservadores al evaluar la capacidad referida de la red para incorporar los recursos DER-DG. También se establecen requisitos técnicos adicionales para evitar efectos adversos por interferencias, en su caso, con los sistemas y señales de mando y protección de la red.

7.3.4 Evaluación técnica de la capacidad de acceso

En un contexto de solicitudes de acceso firme a la red que concurren sobre su capacidad limitada, para evaluar de una manera eficaz la capacidad de la red existente y determinar la solución técnica de conexión en cada caso, respetando los plazos razonables de validez de dicha solución y junto con los plazos de obtención de autorizaciones y de materialización y puesta en servicio de las instalaciones, la regulación establece un conjunto **criterios técnicos**, que permiten soslayar un estudio analítico en detalle para cada solicitud. El estudio en detalle se reserva para situaciones singulares de limitación estructural de red, afección a la red de transporte o, como antes se señaló, cuando concurren de forma simultánea en el tiempo sobre una misma capacidad disponible distintas solicitudes de acceso.

Los criterios para evaluar la capacidad de la red de distribución para incorporar recursos DER, así como las soluciones adoptadas para su conexión por parte de los distintos operadores de red de distribución en el mundo resultan similares. A partir de las limitaciones técnicas antes señaladas que condiciona dicha capacidad, se apoyan en la prudencia contrastada por la técnica aplicable y la experiencia en el sector eléctrico [62].

7.3.4.1 Límites térmicos en los elementos de la red

El criterio se aplica sobre la instalación o conjunto de instalaciones DG a partir de fuentes de energía renovables que comparten punto de conexión a la red, y se establece como un porcentaje (normalmente el 50%) relativo a la potencia máxima admisible de la línea MT_BT (capacidad térmica de diseño), y de la capacidad de transformación en subestaciones MAT_AT/MT y centros de transformación MT_BT, según se realice su conexión a la red en una línea MT o BT, o directamente a una subestación o centro de transformación. La regulación española recoge este criterio en el RD 413/2014[118].

Dicho requisito se aplica también sobre la agregación de potencias DG conectadas sobre la misma línea, y a nivel de transformación sobre dicha agregación DG conectada en su nivel secundario, con el fin de no superar el límite térmico de la línea o la capacidad instalada de transformación en situación de contingencia N-1. La carga mínima por consumo podría ampliar cierto margen de capacidad adicional, pero este criterio procura evitar los flujos inversos en la transformación cuando las máquinas correspondientes no están previstas para trabajar en esta condición operativa [62].

7.3.4.2 Variación del nivel de tensión

Se comprueba la variación máxima del nivel de tensión en los puntos de conexión con la red, con el fin de asegurar que se encuentran dentro de sus los márgenes reglamentarios. El criterio establece la variación máxima admisible de la tensión nominal en el punto de conexión por efecto de la inyección o cese de la evacuación eléctrica en el mismo, en condiciones extremas de operación de red, normalmente máxima generación y mínima carga, y máxima carga sin generación [62]. Esta variación máxima admisible en la regulación española es: el 2% para producción de origen eólico hasta 5.000 kVA [119]; el 2,5% cuando es de origen fotovoltaico en alta tensión; y el 3% cuando es de origen fotovoltaico en media tensión [120](recomendación técnica IEC-TR-61000-3-7). Para plantas de pequeña potencia acogidas al RD 1699/2011 [121], el límite de la referida variación de tensión es del 2,5 %, independientemente de su tecnología.

7.3.4.3 Potencia de cortocircuito

Asegurar que la capacidad del corto circuito permanece por debajo del nivel de falta admisible por diseño de la red es un aspecto crítico de seguridad operativa de la misma, especialmente en proximidad de los nudos que constituyen las subestaciones de MAT_AT/MT. En ocasiones, el nivel de la falta admisible se utiliza para formular criterios acerca del nivel de penetración DG admisible, por ejemplo imponiendo una restricción a la capacidad de aportación a la falta (capacidad agregada de generación que puede aportar) no debe exceder un determinado porcentaje de la potencia de cortocircuito (Pcc). En la regulación española para la generación no gestionable este límite se establece en un 5% de la Pcc, [122] y [119].

Estos criterios de carácter reglamentario adoptados por el DSO, o bien establecidos desde la experiencia contrastada en la industria eléctrica [62], en la red de MT aseguran un adecuado funcionamiento de la misma. Debido a la realidad operativa de la maniobra y explotación de las líneas de la red, en muchas ocasiones no resulta posible determinar cuándo un punto de una línea puede ser extremo o cola de una línea MT o cabecera o salida de subestación. Por este motivo, se adopta el criterio conservador por el que la Pcc que debe soportar el aparellaje sea el de cabecera de la transformación de mayor potencia, con Pcc infinita en el lado MAT-AT. Este criterio de diseño considera que cuando hay un cortocircuito trifásico en la red MT, toda la intensidad que lo alimenta procede de MAT-AT a través del transformador MAT-AT/MT, a la que se añade la aportación de la DG operativa en ese momento. En sistemas MT con puesta a tierra a través de reactancia, en el cortocircuito monofásico a tierra el factor limitante de la

intensidad de cortocircuito es la referida reactancia. En estos casos, por diseño la DG se encuentra aislada de tierra y, como consecuencia, no aporta a la falta.

Bajo este criterio, el distribuidor dispone de herramientas para calcular una estimación suficiente de la Pcc en cualquier punto de la red de MT pasiva que opera. No obstante, la generación distribuida son una fuente de intensidad para un eventual cortocircuito en la red a la que se conecta, por lo que siempre aportarán al mismo, incrementando la potencia del corto referido. Al producirse un corto en la red MT, la intensidad de corto es alimentada tanto desde el transformador MAT-AT/MT como de todos los generadores DG en MT conectados a la red MT dependiente de dicho transformador. Como consecuencia, el cálculo tradicional (red pasiva) evalúa sólo una de las referidas componentes de aportación al cortocircuito, pudiendo obtener una Pcc inferior a la que se pueda producir en la realidad, desde la propia aleatoriedad referida que introduce la topología de red, y el estado de funcionamiento de cada instalación DG que condiciona las impedancias internas de los generadores conectados a la red. Todo ello complica la obtención de un resultado válido.

En una red con presencia de muchos generadores de gran capacidad, la Pcc podría llegar a superar, en teoría, las condiciones de diseño de la red. Este extremo debe ser considerado por su alcance sobre la capacidad de un aparellaje no dimensionado para los niveles de Pcc que puedan ser alcanzados y, con ello, existe el riesgo de avería intempestiva de elementos de maniobra en el despeje de la falta, o que los puntos más débiles no soporten los kA de corriente de falta. En este sentido, las corrientes de falta a tierra pueden resultar superiores a las calculadas al dimensionar los sistemas de protección y puesta a tierra, dando lugar a que puedan aparecer tensiones de paso y de contacto superiores a las permitidas reglamentariamente.

Las herramientas de simulación de sistemas eléctricos de potencia pueden calcular la Pcc en cada punto de la red, pero requieren, además de los datos técnicos de las transformaciones MAT-AT/MT (disponibles para el DSO), del detalle y estructura de datos de las impedancias de los generadores DG (impedancias homopolares, tipo de conexión de transformadores, etc.). En este sentido, el DSO realiza estudios periódicos para actualizar los valores típicos o esperados de Pcc en cada punto de la red. Por lo antes señalado, la aportación de los generadores distribuidos debe ser tenida especialmente en cuenta en la evaluación o comprobación del nivel de Pcc en ámbitos de elevada penetración DG.

7.3.4.4 Calidad de onda

Los criterios relativos a las perturbaciones en la calidad de servicio, como las variaciones rápidas de voltaje, flicker o emisión de armónicos, se incorporan de forma prudente y simplificada en la fase de evaluación de la capacidad. Para la conexión y operación posterior se establecen condiciones técnicas en base a los estándares internacionales admitidos en la materia, bajo el principio regulatorio general admitido que establece que los agentes conectados a la red están obligados a adoptar las medidas necesarias para que el nivel de perturbaciones emitidas esté dentro de los límites admisibles establecidos por la reglamentación, o en su defecto, por las recomendaciones técnicas internacionales. Acercamientos simplificados para evitar los efectos no deseados sobre la calidad de onda consisten en limitar la potencia de la instalación DER como una fracción de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión en función de su tecnología [62].

7.3.4.5 Otros criterios técnicos adicionales

Las consideraciones sobre el funcionamiento imprevisto en isla de una parte de la red abastecida por la generación distribuida puede ser en muchas ocasiones un factor limitativo importante, desde la dificultad técnica real para detectar con fiabilidad dicha situación como el procedimiento para poder desconectar las correspondientes fuentes de generación DG, en base a alteraciones en la frecuencia o el valor eficaz de la tensión. Esto se manifiesta en un contexto no suficientemente normalizado en el que

sistemas de detección normalizados (de forma individual), pueden interferir con los de otros fabricantes (con distintas soluciones técnicas de detección) al coexistir en una misma instalación [123], junto a la necesidad de soportar los huecos de tensión y no desconectarse (la instalación DG) ante incidentes en la red para contribuir a la estabilidad del sistema (compromiso entre seguridad y fiabilidad).

En la práctica esta situación se origina, por ejemplo, en la apertura del interruptor de cabecera de una línea de distribución en explotación radial (por actuación manual o automática), si la demanda por consumo en dicha línea resulta inferior a la producción eléctrica DG conectada a la misma, que queda abasteciendo de forma imprevista (no controlada) dicha demanda.

Esta condición operativa de la red en isla no resulta deseable en términos de calidad y seguridad del suministro eléctrico, pero también en términos de seguridad para las personas que realizan las tareas de operación y mantenimiento en la red. Esta realidad puede llegar a conducir a la adopción de ratios conservadores sobre la fracción de consumo mínimo en la red MT o BT en relación a la capacidad conectada de generación a la misma, como establece la regulación en EE.UU. y Canadá, o bien, implantar sistemas de teledisparo, u otros medios, que también presentan sus limitaciones prácticas.[62].

En general, los criterios técnicos simplificados, como la limitación térmica de los elementos de la red, la proporción entre la generación y la carga mínima esperada por consumo, o la potencia DG máxima en un punto como fracción de la potencia de cortocircuito admisible, conllevan un adecuado margen de prudencia en términos de calidad y seguridad del servicio de la red para una evaluación suficiente de la capacidad de acceso y condiciones técnicas de viabilidad de la conexión en un punto de la red, dentro del contexto de incorporación creciente de los recursos DER impulsado por sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

Los criterios técnicos referidos pueden verse en ocasiones superados por el volumen de las solicitudes de acceso a la red (número y potencia DG a evacuar) en un determinado ámbito geográfico, o bien por identificarse un déficit estructural de la misma. En estos casos habrá que realizar estudios específicos de red con el detalle necesario.

7.3.5 Medidas para incrementar la capacidad para incorporar recursos DER-DG

Con el fin de aliviar los aspectos técnicos que limitan la capacidad de acceso a la red para incorporar recursos DER-DG, los operadores de red de distribución adoptan las prácticas que a continuación se enuncian en el ámbito de las limitaciones técnicas y su evaluación antes señaladas.

7.3.5.1 Límites térmicos en elementos de la red

El conjunto de posibles soluciones técnicas para aliviar este tipo de limitaciones sobre la capacidad para incorporar los recursos DER-DG habitualmente incorporan el refuerzo, renovación y/o reconfiguración de red existente, o bien el desarrollo de nuevas infraestructuras de red. Estas medidas también se aplican o contribuyen para mejorar las limitaciones asociadas a la regulación de tensiones y al nivel de potencia de cortocircuito

7.3.5.2 Regulación de tensiones

Las medidas a adoptar en este ámbito desde la red de distribución son: la adaptación y mejora de los sistemas de control de tensión en carga en subestaciones MAT-AT/MT y en los reguladores de tensión en líneas MT. Además, se empieza a considerar su extensión al ámbito de la transformación MT/BT,

junto a la evolución coordinada de los sistemas graduables de compensación de energía reactiva (condensadores y reactancias).

7.3.5.3 Potencia de cortocircuito

Las soluciones aplicables son para reducir la contribución DG a la falta en red, mediante unidades generadoras con una menor corriente de falta, transformadores para su conexión a la red con mayor impedancia, y/o reactancias en serie. El aumento de la impedancia de los transformadores MAT-AT/MT es otra opción que se descarta al presentar diversos inconvenientes asociados sobre el normal funcionamiento de la red asociados a su diseño (caídas de tensión, sistema de protección...). También se descarta por su coste el aumento de la capacidad de interrupción de la falta de los elementos de corte.

7.3.5.4 Control del factor de potencia DER-DG

Controlando el factor de potencia en el punto de conexión del recurso DER-DG con la red o su capacidad para absorber energía reactiva bajo una consigna fija de dicho factor de potencia, es una solución ampliamente extendida en la regulación que contribuye a mitigar el aumento de la tensión en dicho punto, así como los problemas de regulación de tensiones en la red.

La regulación efectiva de la potencia activa y reactiva del recurso DER-DG en su punto de interconexión con la red es otra posibilidad todavía no suficientemente desarrollada en la práctica. La regulación de la entrega de la producción de electricidad a la red a través de su restricción ante la falta de capacidad de la red ocasionando problemas de sobretensiones también es posible pero infrecuente, salvo circunstancias excepcionales, debido a sus consecuencias económicas bajo un esquema de acceso firme a la red.

7.3.5.5 Control sobre la inversión de flujos de energía

Las soluciones aplicables conllevan oportunas modificaciones en los sistemas de control de tensión asociados a determinados elementos de red con el fin de permitir el flujo de corriente bidireccional, por ejemplo en los transformadores con regulación en carga, o en los reguladores de tensión de línea, reconectores, etc.

7.3.5.6 Posibles actuaciones desde el ámbito del recurso DER

En este apartado se incluirían las aportaciones o potenciales servicios a la red desde el ámbito de los recursos energéticos distribuidos a la red. En este ámbito entraría la capacidad efectiva de control de la potencia activa y reactiva del recurso DER-DG de forma coordinada con las necesidades de control de tensiones de la red en su punto de interconexión con la misma.

El almacenamiento energético distribuido (DS) y la gestión activa de la demanda (DSM, DR y CLS, ver glosario de términos) se perfilan como las opciones de futuro, en un entorno de redes inteligentes que conlleva el necesario desarrollo de la regulación y madurez tecnológica de su soporte (ver Capítulo 6).

7.3.6 Efectos sobre la operación de red derivados del acceso de los recursos DER-DG

Los recursos DER vinculados al ámbito de la generación distribuida gestionable y el almacenamiento energético, por su proximidad potencial a los puntos de consumo eléctrico, su capacidad para suministrar energía activa a la carga de la red por consumo eléctrico y contribuir en la regulación de sus

tensiones, así como para gestionar su capacidad de aportar o absorber energía reactiva en su punto de conexión, pueden ofrecer las siguientes contribuciones o servicios a la red a la que se conecta:

- Mejora de la calidad y seguridad del suministro.
- Reducción de infraestructuras necesarias de transporte.
- Reducción de costes por restricciones de transporte y de distribución.
- Retraso de las inversiones en la red de distribución.
- Reducción de las pérdidas en la red de distribución.

El desarrollo de los siguientes apartados profundiza sobre el alcance de estas potenciales contribuciones. No obstante, a continuación se presentan los efectos que introducen desde la perspectiva de operación de la red en relación con las pérdidas técnicas, el control de la tensión, y la inversión de los flujos de corriente en la red.

7.3.6.1 Reducción de pérdidas en la red

Las pérdidas técnicas de distribución en la red son un factor o incentivo de eficiencia incorporado en los costes de operación (OPEX) reconocidos en la retribución regulada del distribuidor. La Figura 7-3 muestra la curva característica en U que pone de manifiesto cómo la DG contribuye a reducir de estas pérdidas hasta un determinado nivel de penetración o incorporación de su producción eléctrica a los flujos de carga en la red. Mientras su producción va absorbiendo la demanda por consumo, las pérdidas se reducen, tanto en la propia red a la que se conecta DG como aguas arriba. Sin embargo, cuando DG es superior a la carga por consumo y los flujos se incrementan, llegando a invertirse en las transformaciones con la red aguas arriba, estas pérdidas se incrementan en la red a la que se conecta DG. En esta parte de la curva creciente, aunque reduce la carga de la red en el nivel de tensión superior (aguas arriba), incrementa los costes en la red (pérdidas por aumento de la carga) en el nivel de tensión en el que se conecta.

Este aparente efecto adverso a nivel de red de distribución por el que las pérdidas técnicas se ven incrementadas no puede obstaculizar el objetivo superior de eficiencia energética del propio sistema eléctrico, vinculado al beneficio que reporta para el conjunto la incorporación de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

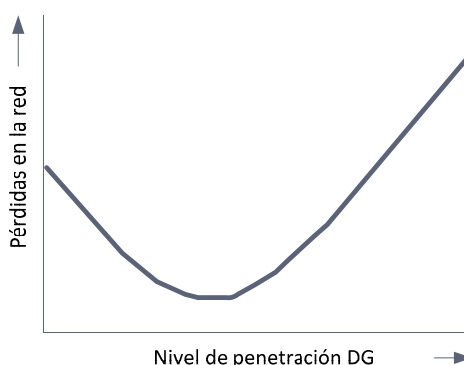


Figura 7-3: Curva característica en “U” que relaciona el grado de penetración de la generación distribuida DG con las pérdidas eléctricas en la red a la que se conecta.

Fuente: Elaboración propia a partir de [61].

7.3.6.2 Control de la tensión en el punto de conexión

Al inyectar potencia activa en el punto de conexión a la red, radial o mallada, se introducen modificaciones en el perfil de tensiones de la misma. El efecto habitual es elevar el nivel de tensión en el punto de conexión de la evacuación de la generación distribuida. Esto afecta a los niveles de tensión en la red próximos. Incluso, en condiciones estables de operación, puede provocar la inversión de los flujos de energía cuando la generación distribuida es superior a la carga local en la zona [124].

La Figura 7-4 permite ilustrar los distintos perfiles de tensión en una red de distribución radial con distintos escenarios de generación distribuida y de consumo. En este caso el margen de tensiones reglamentarias es de $\pm 10\%$ sobre la tensión nominal (U_N) y existe regulación en carga en el primario de la transformación en subestación.

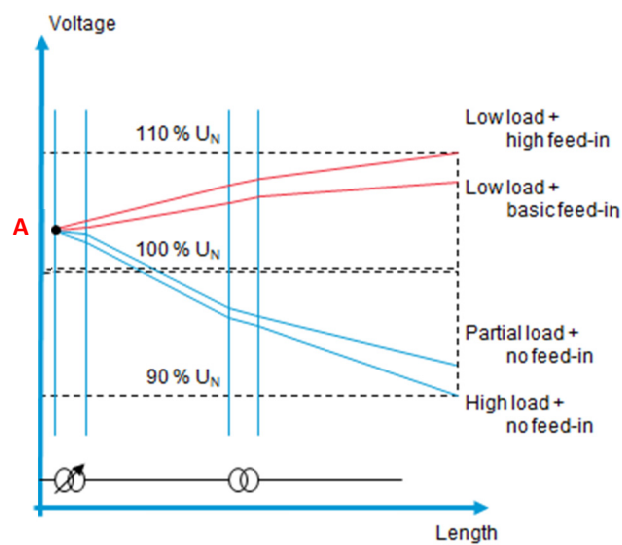


Figura 7-4: Perfil típico de tensiones en una red de distribución radial, desde el nivel primario en la transformación MAT_AT/MT, línea MT, transformador MT/BT y línea BT, con cuatro escenarios de generación distribuida y demanda.

Fuente:[61].

El escenario más desfavorable habitual a considerar es el de máxima generación (*High feed-in*) con mínima demanda por consumo (*Low load*) de las cargas eléctricas conectadas. O simplemente, cuando la producción local supera a la demanda por consumo en la zona.

El nivel de tensión A en la Figura 7-4 lo establece por consigna de carga el regulador de la transformación MAT_AT/MT, para toda la barra MT a la que se conectan las distintas líneas MT que toman del transformador correspondiente. Es decir, la regulación de la tensión de salida de subestación de cada línea MT se aplica al conjunto de líneas MT que toman de un mismo transformador. Esto supone una restricción operativa a tener en cuenta para poder cumplir con los límites de tensión reglamentarios en cualquier punto de conexión a la red, en cualquier escenario de demanda por consumo o de generación distribuida, en condición estable de operación, es decir, sin avería o fallo de ningún elemento de la red (estado N).

En la evaluación de capacidad de la red este aspecto requiere especial consideración si las referidas líneas MT radiales tienen capacidad de apoyarse mutuamente. Esta interdependencia puede restringir la capacidad de evacuación de la generación distribuida (DG) en determinadas condiciones operativas de

la red (fallo simple, o estado N-1), o bien requerir los refuerzos necesarios para asegurar la condición firme de acceso en el punto de conexión de la DG bajo condición de N-1 de red, en la que ésta debe seguir manteniendo dentro de sus márgenes técnicos y reglamentarios las tensiones y las intensidades por debajo de sus límites térmicos admisibles.

7.3.6.3 Inversión de los flujos de corriente en la red

En la medida en que se incrementa la DG en las redes de distribución, la inversión de los flujos habituales de corriente en la red resulta más frecuente. Esta realidad depende de los distintos tipos de recursos distribuidos en la red y de su propia topología.

En ámbitos de elevada penetración DER-DG, es habitual detectar en momentos de baja carga por consumo la inversión de los flujos de corriente: en los centros de transformación desde el nivel de baja a media tensión [124]; desde el nivel de media al de alta tensión en las subestaciones transformadoras de distribución, tal y como se ilustra en la Figura 7-5 en un ámbito de elevada penetración de cogeneración industrial; o bien en los puntos de interconexión de la red de distribución con la red de transporte, como ilustran a continuación la Figura 7-6 y la Figura 7-7.



Figura 7-5: Flujo de potencia en la transformación AT/MT de una subestación en servicio en un ámbito de elevada penetración de cogeneración en MT. Detalle registrado durante un fin de semana y su lunes inmediato de abril 2013.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 7-6 se recoge este mismo fenómeno de inversión de flujos de potencia en la interconexión con la red de transporte, en un ámbito geográfico que cubre buena parte de una provincia española, con la evolución de los valores medios mensuales de potencia registrada durante los últimos doce años, desde el comienzo de la incorporación de la generación eólica (mayoritaria en esta zona) al sistema de alta tensión en distribución. Se aprecia claramente cómo en poco tiempo la generación supera a la demanda por consumo. Los datos horarios registrados en ese mismo ámbito geográfico, en un día de máxima generación enero 2013, recogidos en la Figura 7-7 ponen de manifiesto que en algunos momentos la generación resulta cinco veces superior la demanda por consumo.

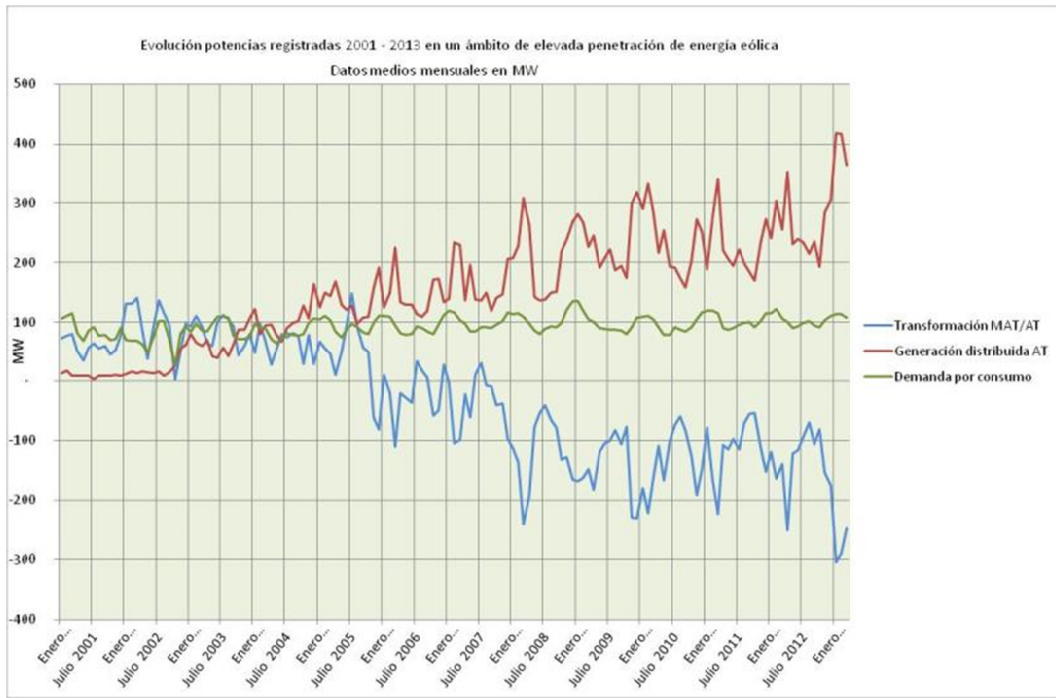


Figura 7-6: Evolución de 2001 a 2013(1T) de la potencia media mensual (MW) en la interconexión entre el sistema de transporte y la red de distribución (transformación MAT/AT), la demanda por consumo y la generación distribuida en el nivel AT de distribución, en un ámbito de elevada penetración de energía eólica.

Fuente: elaboración propia.

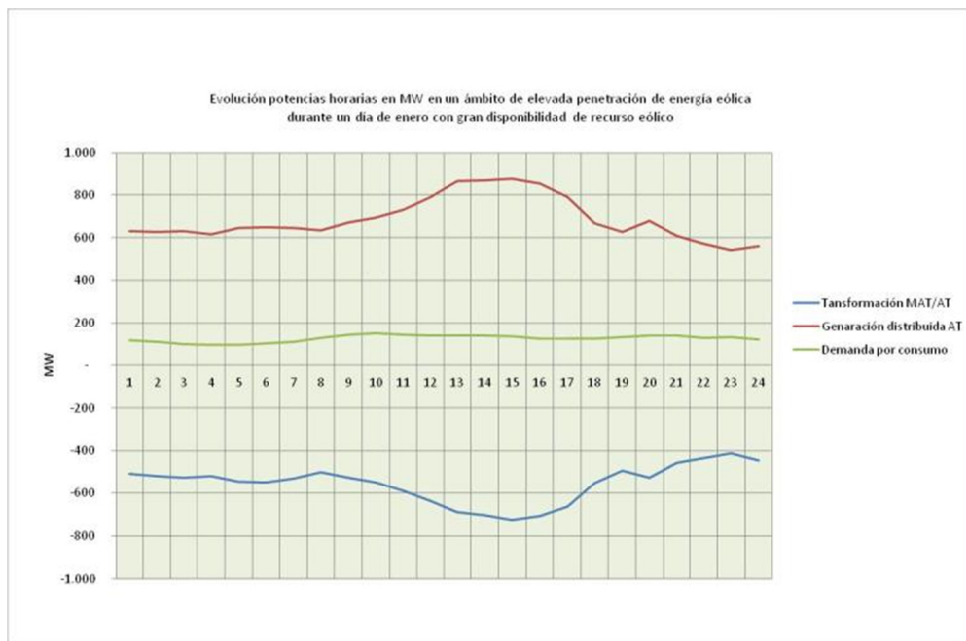


Figura 7-7: Evolución horaria de la potencia (MW) en la interconexión entre el sistema de transporte y la red de distribución (transformación MAT/AT), la demanda por consumo y la generación distribuida en el nivel AT de distribución, en un día de abundante recurso eólico.

Fuente: elaboración propia.

7.4 EVOLUCIÓN DE LAS FUNCIONES DEL DNO Y SUS NUEVOS RETOS (DSO)

En los distintos países del mundo, en particular en Europa, donde determinadas actividades del sector eléctrico se han abierto a la competencia, el marco regulatorio establece para los agentes distribuidores (DNO) como principales responsabilidades o funciones del DNO las siguientes , [52], [61]:

- Planificar y desarrollar la capacidad de la red.
- Operar y gestionar la red de distribución apoyando al sistema de transporte.
- Gestionar los flujos de energía preservando la calidad y seguridad del suministro.

El alcance de cada una de estas responsabilidades o funciones se desarrolla en los apartados a continuación.

7.4.1 Planificar y desarrollar la capacidad de la red

Es responsabilidad del distribuidor planificar y desarrollar su red al menor coste para que sea capaz de asumir a largo plazo una demanda razonable de distribución de electricidad, de acuerdo con los criterios que establezca la regulación aplicable en la materia. En este sentido, a título orientativo no limitativo cabe señalar: reglamentación eléctrica, códigos de red, procedimientos de operación de distribución, planificación vinculante de la red de transporte, legislación que regula la ordenación del territorio, etc.

En consecuencia el distribuidor diseña, construye, opera, mantiene y desarrolla las nuevas líneas y subestaciones, o sus refuerzos, para habilitar la capacidad de acceso de nuevos suministros o consumos (carga), ampliación de los existentes, así como la evacuación de la producción de energía eléctrica distribuida. Dependiendo del tamaño de la solicitud, consumo o generación, el distribuidor determina el nivel de tensión de su red para la nueva conexión.

Las condiciones técnicas y económicas para habilitar el referido acceso a través de un punto de conexión a la red con capacidad, junto con el asesoramiento e información complementaria que permita el uso eficiente de la red, se deben proporcionar en condiciones no discriminatorias. El acceso a red se puede denegar sólo cuando la red no disponga de capacidad suficiente para atender la solicitud expresada por el futuro usuario, de acuerdo con las condiciones de funcionamiento y seguridad de la red (Art. 32 de la Directiva 2009/72/EC [63]). La denegación de acceso debe estar motivada debidamente y el distribuidor debe ofrecer la información oportuna sobre las medidas necesarias para reforzar la red, o bien, ofrecer alternativas de acceso en otro punto de conexión de la red.

Las etapas principales de la planificación del sistema de distribución eléctrica se pueden representar mediante el diagrama de flujo que se muestra en la Figura 7-8. El proceso comienza con el análisis de la capacidad del sistema para atender la carga prevista en el mismo y su comportamiento previsible, identificando sus limitaciones y carencias. Este análisis permite una segunda etapa junto con la ayuda de la información relativa a la previsión de demanda, la normativa aplicable (técnica y regulatoria), los criterios de gestión de activos y la información disponible en el sistema de gestión de distribución (DMS).

A continuación, se identifican todas las soluciones viables de red, se estima su coste, plazo de ejecución y retorno económico de la inversión en base a la retribución regulada establecida. El resultado permite la elaboración de un **plan de inversiones** plurianual. Tras recabar las correspondientes autorizaciones internas y externas, da comienzo el programa de ejecución y seguimiento de las obras aprobadas, con la

evaluación técnica y económica en detalle por actuaciones para adaptar la solución técnica aprobada a la realidad de la implantación de infraestructuras en el territorio.

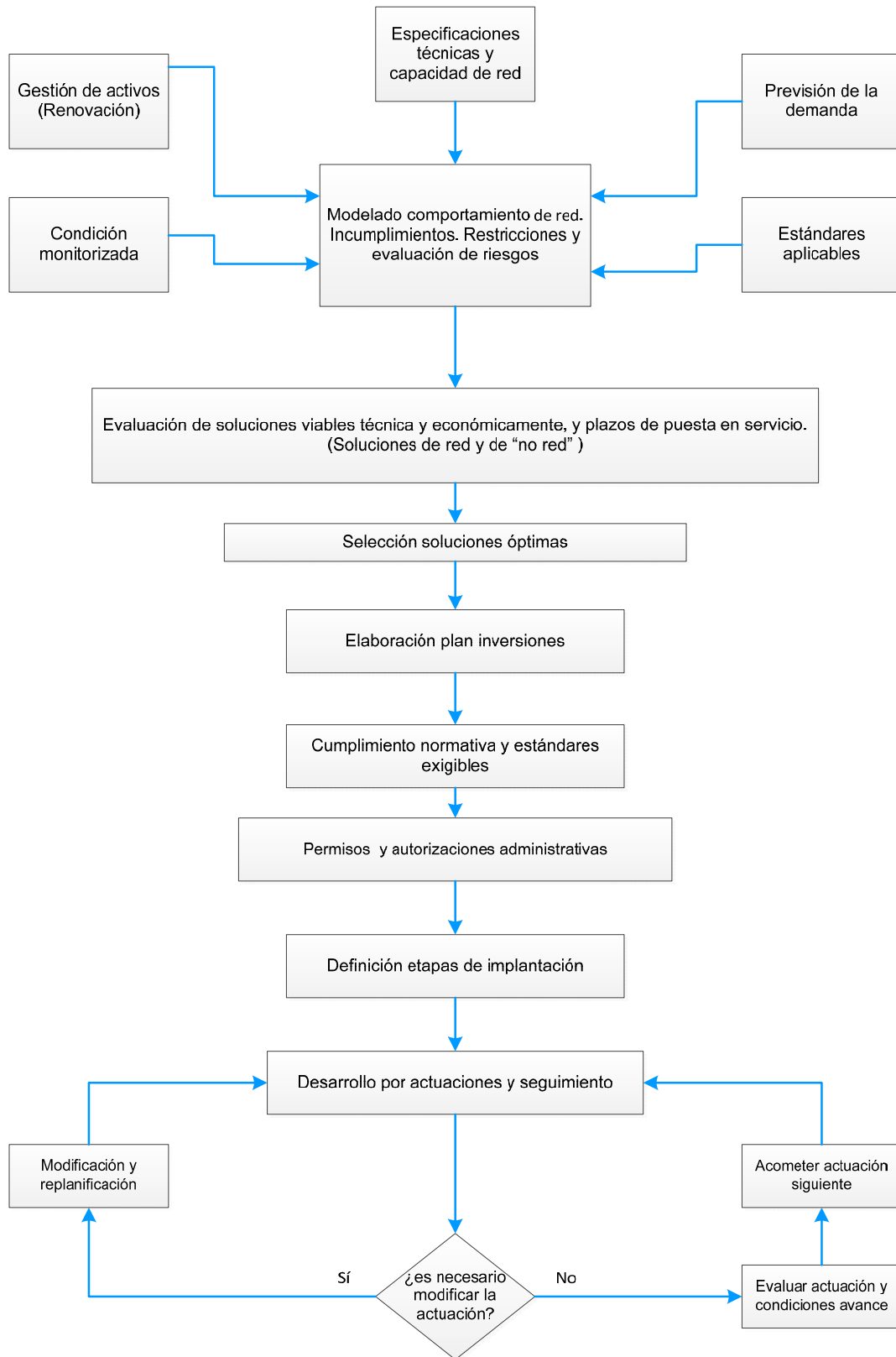


Figura 7-8: Proceso de planificación y desarrollo de red de un sistema de distribución.

Fuente: [52]

El planificador debe supervisar el plan de inversiones durante su desarrollo pues es probable que la información proveniente de la ejecución de los trabajos de implantación de la red aconseje, o requiera, la adaptación, modificación o, incluso, la replanificación de la solución inicialmente aprobada.

7.4.2 Operar y gestionar la red de distribución apoyando al sistema de transporte

El distribuidor actúa sobre los dispositivos y elementos de control de la red de distribución para mantener los parámetros operativos de la misma en condición estable, dentro de sus márgenes reglamentarios, gestionando de forma proactiva las posibles incidencias o trabajos programados que puedan afectar a la calidad de su servicio. Así mismo, cuando dichos parámetros puedan verse alterados por causas imprevistas (averías por causa interna o externa) debe tomar las acciones necesarias para su restitución, dentro los referidos márgenes, con diligencia y seguridad. Para ello, debe establecer el control y supervisión del funcionamiento de la red de distribución eléctrica y de sus elementos constitutivos.

El plan de inversiones referido en la sección anterior, debe ser evaluado como un plan de negocio. Además de la inversión de capital, su financiación y retorno esperado, se deben estimar sus costes fijos (amortización, renovación, tasas aplicables, etc.) y los recurrentes (mantenimiento) tan exactamente como sea posible. A partir de las limitaciones técnicas y la condición operativa de los distintos elementos y componentes de la red, el plan debe prever la sustitución de algunos de sus elementos, añadir nuevos activos, refuerzos o renovaciones parciales que aumenten la vida útil o la fiabilidad de los componentes de la red actual, en base al modelo adoptado de gestión de los activos que constituyen la red de distribución (gestión de activos).

Por ello, la **gestión de activos** tiene una influencia destacada en el proceso de planificación de red. Su objetivo es gestionar todos activos de distribución a través de su ciclo de vida, para asegurar la calidad y seguridad del servicio acordes con las necesidades de los usuarios de la red, en base a las condiciones exigibles establecidas en la reglamentación. El gestor de activos decide lo que debe hacerse y cuándo, a partir de la evaluación de las necesidades de los mismos, su condición operativa, y el adecuado equilibrio entre la retribución y la calidad/seguridad del suministro reguladas.

A partir del desarrollo de los sistemas de gestión de distribución y su información histórica asociada relativa a la fiabilidad de los materiales y equipos, los programas de mantenimiento de las instalaciones de distribución han evolucionado desde el mantenimiento básico correctivo (se repara cuando se produce la avería o fallo del elemento de red) a un mantenimiento basado en tiempo de utilización y/o número de operaciones, que en la actualidad es la modalidad más extendida. Se establecen gamas de mantenimiento en base a la fiabilidad contrastada de cada elemento de red. Sin embargo, este mantenimiento puede causar costes y paradas programadas por mantenimientos innecesarios, y el fallo o avería entre intervalos de mantenimiento puede producirse, debido a la poca información del estado o condición actual de los activos.

A partir de una mayor disponibilidad de información, la tendencia actual del mantenimiento eficiente se basa en el conocimiento de la condición operativa de los elementos críticos de red, que permite a los operadores saber más sobre el estado de los activos y, a partir de su fiabilidad contrastada y la repercusión de su posible fallo, realizar una mejor gestión de la calidad y seguridad del sistema de distribución.

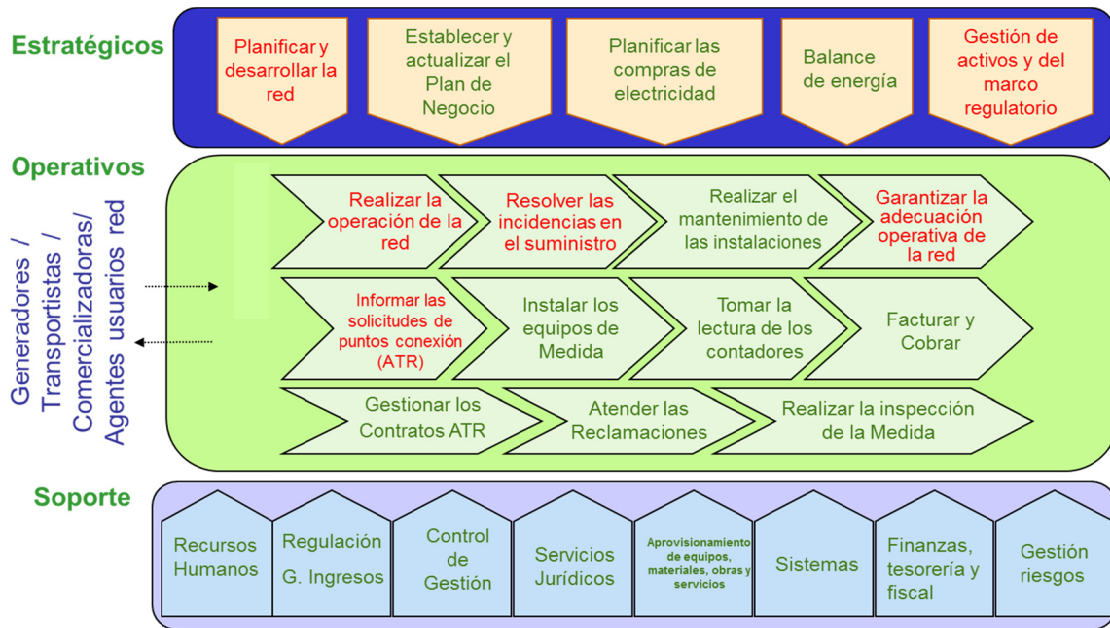


Figura 7-9: Procesos internos esenciales de una empresa eléctrica distribuidora.

Fuente: Elaboración propia.

Las actuales tendencias de gestión en las compañías eléctricas aconsejan, por eficiencia en costes, separar la función de gestión de los activos, de la correspondiente a la operación de los mismos, así como de la materialización de los procesos para realizar las referidas tareas de mantenimiento de la red.

En la Figura 7-9 se representan los principales procesos de una empresa eléctrica distribuidora, agrupados en estratégicos, operativos y de soporte. En color rojo se han identificado los vinculados a las funciones o responsabilidades del distribuidor en los ámbitos de planificación y de operación de red.

Como consecuencia, el distribuidor es responsable de elaborar y materializar el plan de inversiones de capital en instalaciones de red de distribución, así como del desarrollo de los programas de mantenimiento sobre las instalaciones de distribución en servicio o, en su caso, su desmontaje garantizando la correcta ejecución de dichos programas a través de los correspondientes proveedores de servicios, internos o externos.

Realizar el mantenimiento de los equipos e instalaciones eléctricas que constituyen la red de distribución eléctrica (activos de red) para garantizar la adecuación operativa y funcionamiento de la red a los estándares de seguridad y calidad de servicios regulados, va más allá de la corrección de anomalías y reparación de las averías (**mantenimiento correctivo**). No es un simple balance de coste – beneficio. Además, de planificar y gestionar las correspondientes inversiones económicas con origen en la renovación por obsolescencia tecnológica o por el agotamiento de su vida útil (contra la amortización contable del activo de red), conlleva la gestión eficiente del **mantenimiento preventivo** de los activos de red (gammas de mantenimiento pre establecidas). En el ámbito de la gestión de los activos, de forma progresiva el mantenimiento (correctivo y preventivo) y la planificación de red incorporan el concepto de **gestión del riesgo en base a la condición operativa de los activos de red**. Esta condición se determina al ponderar adecuadamente los factores determinantes de su estado (tipo de instalación, tasa de fallo registrada, fiabilidad esperada, condiciones de funcionamiento, etc.) frente a la criticidad y alcance de su contingencia o fallo (sobre la seguridad física de personas y cosas, el impacto medio ambiental, su valor económico, consecuencias en términos de calidad de servicio, impacto social, etc.).

Como consecuencia de lo anterior, se identifican de forma diferenciada tres modalidades de inversión de capital en instalaciones de red de distribución:

- Las inversiones vinculadas a las necesidades de la red en servicio con motivo del crecimiento vegetativo de la demanda (situaciones de saturación y por mejora de calidad de suministro).
- Las inversiones con origen en la gestión de los activos en servicio con motivo de la renovación o con la adecuación operativa de las instalaciones en servicio (gestión de activos).
- Las inversiones relacionadas con el crecimiento no vegetativo de la demanda o a nuevas solicitudes de acceso y conexión, de consumo o de generación, a la red, que suelen tener un régimen técnico-económico específico.

La adecuada planificación de la red incorporará en el **plan de inversiones** (Figura 7-8 y Figura 7-9) las tres modalidades de inversión de capital señaladas, con plazos de necesidad no siempre compatibles en el tiempo, junto con las sinergias técnicas que se produzcan entre las mismas.

El sistema de transporte es el eslabón crítico en la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. Integra en el mismo la generación a gran escala (convencional o renovable), para abastecer el suministro a las redes de distribución, procurando evitar el alcance sobre las mismas de las incidencias en el ámbito de generación y, a su vez, evitando que las variaciones de consumo imprevistas en el ámbito de la distribución puedan alcanzar a la gran generación. Por ello, el agente transportista (TSO) en Europa tiene encomendada la responsabilidad del mantenimiento de la frecuencia (50 Hz) dentro de sus márgenes reglamentarios ($\pm 2\%$), pudiendo tomar acciones predefinidas de operación para establecer las correspondientes consignas a la generación o al consumo a través del distribuidor, de forma manual o automática (ver Capítulo 4). En el ámbito de planificación el transportista determina el punto de conexión de cargas-consumos y generación sobre la red de transporte, e incluso la validez o la aceptabilidad de los puntos de conexión sobre la red de distribución, informados por el distribuidor conectado a dicha red de transporte, a efectos de contribuir, o no afectar, a la seguridad y estabilidad del sistema en su conjunto.

El distribuidor es responsable de la coordinación de las acciones sobre su red que involucran la participación a sus propios usuarios consumidores directamente, de forma predefinida (condición contractual de interrumpibilidad), o bien, forzada (deslastres de carga) para, siguiendo las consignas del transportista, apoyar sus actuaciones cuando resulte necesario en estado de emergencia del sistema. Esta coordinación y apoyo mutuo entre distribuidor y transportista para intervenir por seguridad sobre la generación y/o el consumo se describen en los correspondientes procedimientos operativos, previamente establecidos, o incluso en la propia regulación de cada país. En este sentido, a nivel europeo se encuentran en fase de elaboración los Códigos de red [50], relativos a coordinación operativa, seguridad y estabilidad del sistema y gestión de las restricciones.

7.4.3 Gestionar los flujos de energía preservando la calidad y seguridad del suministro

7.4.3.1 Calidad de suministro

El distribuidor es responsable de velar por el cumplimiento de las condiciones técnicas establecidas en la reglamentación para el servicio que presta su red, en relación a la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Las condiciones de **calidad de servicio**, en términos de continuidad del suministro, limitan la duración y el número de las posibles interrupciones del mismo. Para su control, la regulación de cada país establece indicadores auditables, a nivel individual y zonal, cuyo incumplimiento deriva en bonificaciones en la factura del usuario a cargo del distribuidor.

Además, el distribuidor es responsable de la calidad de la onda de la tensión suministrada, también denominada **calidad de producto**. Mediante estándares europeos de referencia (Cenelec EN 50160) [125] se establecen los límites admisibles relativos al margen de tolerancia del valor eficaz de la tensión en relación a su valor nominal, las posibles interrupciones breves, huecos de tensión, variaciones y fluctuaciones de tensión, así como de la presencia de armónicos, dentro del ámbito de la calidad de onda. Es decir, en Europa se encuentran reguladas las características exigibles de la tensión suministrada y su continuidad en el punto de conexión de la instalación del usuario con la red de distribución [125], [126], [127] y [128].

Las autoridades regulatorias competentes en cada país deben establecer los requisitos y estándares de calidad de servicio y suministro según el artículo 37 de la Directiva 2009/72/EC [63]. En España, la calidad de servicio integra la calidad de suministro (continuidad del suministro) y la calidad de atención al consumidor, que se establecen en el capítulo II del Real Decreto 1955/2000 [122].

7.4.3.2 Seguridad de red

Desde el propio diseño de la red, el distribuidor debe asegurar que la misma es capaz de cumplir los referidos límites y estándares de calidad y continuidad sin sobrecargas, bajo las condiciones normales de operación (también denominado estado sano de red o estado N) y también bajo determinadas condiciones de contingencia previsibles establecidos en la regulación.

Este es el ámbito de operación segura de la red retribuida de forma regulada para una calidad de suministro establecida, y que su diseño debe prever los posibles escenarios de generación distribuida no firme y comportamiento de la carga conectada, cuyo factor de simultaneidad, máxima demanda y efecto temperatura determinan su capacidad y condiciones operativas en cada momento.

Por diseño se puede dotar a la red de un mayor nivel de seguridad o fiabilidad, que supondrá una mejor calidad de suministro. Por ello, desde la regulación los procedimientos de operación y códigos de red suelen incorporar el criterio de contingencia, o de estado de red N-1, por el cual la red mallada de MAT y AT debe ser capaz de soportar el fallo simple de un elemento de la misma, manteniendo sus parámetros operativos dentro de los márgenes técnicos y reglamentarios. En la red de MT de explotación radial con posibilidad de apoyo, o en anillo, se aplica también este criterio, procurando minimizar la capacidad no garantizada de la red en dicha condición de contingencia, o potencia no garantizada (PNG.).

En España, en el ámbito de red de transporte existen procedimientos de operación que establecen la topología de la red y su diseño para el estado N-1 y, en determinados supuestos, el N-2. En el ámbito de red de distribución se encuentran previstos [122] y en fase de desarrollo. Por ello, en la actualidad cada distribuidor establece sus códigos de red mediante normas internas, en ocasiones aprobadas por la administración competente, sustentadas en su experiencia operativa, estándares internacionales de calidad y seguridad, así como desde el complejo equilibrio entre la calidad y seguridad exigidas en la regulación y la retribución establecida de la actividad.

La regulación europea establece [27] la prioridad de acceso para generación distribuida de origen renovable, especialmente la no gestionable o intermitente. Esta condición de acceso firme disponible en todo momento, con una producción no firme al estar vinculada a la disponibilidad efectiva del recurso primario, da lugar a efectos de diseño de red al concepto de conexión “fit and forget”, aplicable tanto a la generación como al consumo. La regulación no exonera al distribuidor de sus obligaciones en materia de calidad y seguridad del servicio que presta la red, en estado N o N-1 y bajo cualquier condición de flujos de energía en cada uno los distintos puntos de conexión a la misma y, además, variables a lo largo

del tiempo como consecuencia de la propia variación de la demanda por consumo y/o evacuación de la generación distribuida.

La **calidad** y **seguridad** son dos factores distintos e intrínsecos a la continuidad del suministro eléctrico, sobre los que la regulación establece los estándares exigibles de la prestación de este servicio. Mientras la calidad exigible se vincula a la **continuidad**, registrada y auditable del servicio, limitando la duración y el número de las posibles interrupciones del suministro, y otros aspectos relativos a la calidad de producto, la seguridad se vincula a la **fiabilidad** del mismo, es decir, a la adecuada gestión del riesgo ante el posible fallo de elementos críticos de la red, como condición previa y necesaria para asegurar la calidad.

Cuando se produce una avería en un elemento de la red, o se programa un trabajo que exige la desconexión y puesta en descargo de un determinado ámbito de la misma, el distribuidor actuará sobre los distintos elementos de maniobra para mantener la calidad y la seguridad del suministro dentro de los límites establecidos. Las exigencias crecientes de calidad del suministro junto con el avance del telecontrol y automatización de la red han permitido mejorar de forma sustancial la fiabilidad del suministro eléctrico. Como se analiza en el CAPÍTULO 5:, los avances en sistemas de asistencia a la operación permiten desde la operación segura de red, reducir los tiempos de localización y aislamiento de la avería, y consecuente reposición del suministro.

7.4.3.3 Control de tensión

La calidad de producto o calidad de tensión (valor eficaz y forma de onda de la tensión de suministro) afecta de manera directa a las instalaciones receptoras de los usuarios conectados a la red. A su vez, la red debe soportar la libre decisión o acción de sus usuarios, en consumo y/o en generación, dentro de las condiciones de acceso establecidas, que a su vez influye en la calidad de la tensión. A partir de esta realidad, para mantener la tensión dentro de sus límites reglados el distribuidor debe incorporar los elementos necesarios para su seguimiento y control (p.e. regulación en carga en las transformaciones de tensión, consigna del factor de potencia, etc.). Por este motivo, resultan tan importantes los criterios técnicos para establecer las condiciones de conexión para dar acceso a la red a los usuarios, con el fin de no afectar a la calidad y seguridad de la red a la que se encuentran conectados otros usuarios.

La norma EN 50160 [125] establece el estándar europeo para la calidad de tensión suministrada en el punto de conexión a la red. Es por ello, además, un referente para los fabricantes de equipos y dispositivos que se conecten en la operación normal de la misma.

El valor eficaz de la tensión se debe mantener en un rango de $\pm 10\%$ ($\pm 7\%$ en España, [122]) de la tensión nominal en condiciones normales de operación. La consigna del factor de potencia ($\cos\phi$) en el punto de conexión, consumo o generación, contribuye al control de las tensiones en la red. La reglamentación permite al distribuidor desconectar al usuario que introduzca perturbaciones en la red que alteren la calidad regulada de la tensión desviándola de sus límites admisibles. Por ello, estos aspectos tendrán alcance contractual en las condiciones de acceso a la red por parte de sus usuarios.

7.4.4 Evolución de las funciones del gestor de la red de distribución eléctrica

La generación eléctrica de origen renovable no gestionable ha incrementado su participación de forma progresiva sobre el conjunto de tecnologías de generación de los países desarrollados. Esta realidad se traduce en nuevos desafíos para la red de distribución eléctrica diseñada para otro contexto. Para poder aprovechar esta nueva producción de energía eléctrica, distribuida o dispersa, de manera eficaz resulta ineludible resolver los retos que la misma plantea en la operación, planificación y gestión de la propia

red. De este modo, se podrá mejorar la incorporación de estas producciones a la red, a la vez que se facilita su “gestionabilidad”, contribuyendo en los esfuerzos para la reducción de emisiones de carbono a la atmósfera, y salvaguardando en todo momento la calidad y seguridad del suministro.

Por su naturaleza no firme, la evacuación de la producción eléctrica de la generación distribuida renovable a través de la red de distribución complica el equilibrio entre producción y consumo. Surgen así nuevas incidencias en la operación normal de la red: variaciones y distorsiones de tensión, problemas en la coordinación de protecciones, situaciones imprevistas de paso a isla tras la apertura de interruptor en cabecera de línea con posibles alcances sobre la seguridad de las personas e instalaciones, inversión de los flujos habituales de energía cuando la carga no es capaz de absorber dicha generación, etc. [49].

En este sentido, las soluciones para detectar y controlar el funcionamiento imprevisto en isla vendrán de la mano de sistemas de protección de las plantas generadoras más avanzados y mejor coordinados con los de la red a la que se conectan, desde el necesario respaldo reglamentario. En el ámbito de los aspectos relativos a las protecciones y calidad de onda, el incremento de la generación distribuida abre nuevas líneas de investigación y desarrollo normativos para dar oportuna respuesta técnica a la necesidad de mejorar la coordinación de las protecciones actuales, evitar su actuación intempestiva, mejorar la detección y el control del funcionamiento en isla, así como paliar las perturbaciones por el efecto Flicker, o por armónicos de frecuencias en el rango de 2 a 150 kHz por el funcionamiento de los convertidores electrónicos de las plantas de generación eléctrica de origen solar fotovoltaico.

En cambio, la solución de los aspectos correspondientes a la propia naturaleza fluctuante del recurso primario renovable requiere, junto con la mejora de las técnicas de predicción, la evolución del actual concepto de **gestor de la red de distribución** (DNO), hacia un concepto más avanzado de operador de la red como sistema (DSO). Para ello, la red debe incorporar nuevas funcionalidades a partir de las nuevas tecnologías de comunicaciones y sistemas (red inteligente o Smart grid), al disponer de una mayor visibilidad sobre lo que acontece en cada punto de conexión a la red (telegestión y telemedida gracias al despliegue de contadores inteligentes), un mayor nivel de automatización (sistemas de asistencia a la operación en tiempo real), y una mayor capacidad de gestión de la demanda y de la propia producción.

Además, los prometedores avances de las tecnologías emergentes de almacenamiento de energía descentralizado abren la posibilidad de disociar generación y consumo a escala local. La introducción de mecanismos de almacenamiento locales en la generación renovable no gestionable, o no firme, contribuirá a mejorar su predicibilidad o flexibilidad, contribuyendo a la resolución de los retos que dicha generación introduce en la gestión de la red, mediante la concreción de servicios complementarios u oportunidades para incorporar estas producciones a la red, a la par que contribuyen a mejorar la fiabilidad de la misma.

De esta evolución, acompañada con el despliegue de las redes inteligentes, surge el nuevo concepto de **gestor del sistema de distribución** (DSO) para poner énfasis en el proceso de transformación desde una red pasiva con generación centralizada para abastecer un consumo disperso en el territorio, hacia una red inteligente que soporta la libre decisión de los agentes, generadores y consumidores, que pueden coincidir en cada punto de la red,, sin perjuicio de mantener los parámetros operativos de red dentro de sus márgenes reglamentarios establecidos, de calidad y seguridad de la red y, como consecuencia, sobre el propio abastecimiento eléctrico.

En un contexto de incorporación masiva de la generación distribuida (GD) de origen renovable, los principales retos que plantea esta evolución imparable de las funciones de distribuidor, de DNO a DSO, sin detrimento de sus responsabilidades, impulsadas por la permanente mejora de eficiencia en los costes de red (Capex y Opex) y del sistema en su conjunto, se agrupan en los dos siguientes ámbitos:

- **Necesidad de refuerzo y desarrollo de la red.** A partir de determinado nivel de penetración GD, el acceso firme conlleva el necesario refuerzo o desarrollo de la red de distribución. Esto encarece el coste de la conexión e incrementa los costes de operación y mantenimiento de la misma. Por ello, la condición del acceso, firme o con determinadas restricciones operativas, debe evolucionar hacia otras posibles opciones que permitan a la GD contribuir en la calidad y seguridad del suministro, sin aumentar los costes de red, ni disuadir la viabilidad financiera de sus instalaciones de producción eléctrica.
- **Mejorar los sistemas de control y operación de la red.** Las tecnologías de telecomunicaciones y sistemas avanzados de asistencia a la operación en tiempo real, a partir del avance decidido hacia la red inteligente, conforme se desarrolla de la teledistribución a gran escala, van a permitir un nivel de visibilidad de los distintos puntos de la red todavía hoy impensable. Puntos de la red en donde se conectan los agentes generadores y/o consumidores, o bien, en donde monitorizar un mejor control de los niveles de tensión en la red y los flujos de corriente.

Todo ello anuncia una gestión más precisa de las posibles restricciones en la operación de la red, no sólo interrumpiendo el acceso en situaciones de emergencia, sino también, mediante las oportunas señales económicas que permitan la posible participación pactada sobre la fiabilidad del servicio de la red: en generación, a través de servicios complementarios; y en consumo, a través de la gestión activa de la demanda y su capacidad de respuesta.

Una mayor visibilidad de la red y de sus elementos constitutivos posibilita un importante avance en la gestión de los activos de red antes señalada, redundando en una mejora permanente sobre la eficiencia en costes y sobre la calidad y seguridad de los servicios que preste la red de distribución, planificada y gestionada como sistema por el DSO.

7.5 SISTEMAS AVANZADOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

En el apartado 7.2 se ha introducido el concepto de “redes activas” de distribución al vincular su capacidad de respuesta proactiva y flexible a la variación de condiciones del consumo o de la generación conectada en cada punto de la misma, sin perder la calidad y la seguridad en su funcionamiento. Esta evolución sólo es concebible a partir de una visibilidad o supervisión y control efectivo de lo que sucede en cada punto de conexión a la red. Esta evolución del concepto de red y esta visibilidad se comienzan a alcanzar de la mano de las soluciones que las tecnologías de información y telecomunicaciones (**TIC**) ya posibilitan con la captación, tratamiento e intercambio de grandes volúmenes de información dispersa en el territorio.

Como se ha mencionado anteriormente, hasta el momento la evaluación de la capacidad de la red para dar acceso y conexión se limita a un análisis técnico de la evaluación de la capacidad de la red en determinadas situaciones específicas de consumo y generación, en un contexto regulado de planificación de red en base a metodologías tradicionales de operación y funcionamiento de la misma.

Este tratamiento conservador y coherente con los requisitos exigibles a la red tradicional, o pasiva, limita nominalmente su capacidad para establecer nuevas conexiones de generación y/o consumo ante restricciones operativas en escenarios de reducida ocurrencia. O bien, determina costosos refuerzos de la misma que pueden resultar ineficientes pero ineludibles desde el análisis y solución de capacidad de una red pasiva, al no ir acompañados de la propia evolución de los **servicios de red**, ni de la capacidad del agente entrante de aportar **servicios complementarios** a la fiabilidad del sistema de distribución, ni de la cobertura necesaria de la propia **regulación eléctrica**.

En este nuevo contexto, de transformación del concepto de red tradicional a red activa o *smart grid*, motivada por la propia evolución tecnológica que amplía la capacidad de incorporar en la red nuevos

recursos energéticos distribuidos, o **DER**, debe también evolucionar la responsabilidad de los agentes sobre la seguridad y calidad del suministro de la misma, así como los criterios y herramientas para su planificación y operación. Esta búsqueda permanente de eficiencia en los costes de las actividades de red reguladas, impulsa la **evolución de la regulación** para facilitar el soporte jurídico a los agentes, al mercado y a la calidad y seguridad exigibles sobre la **cobertura sostenible de la demanda del suministro eléctrico**.

Sin embargo, no existe un único modelo técnico y regulatorio que acompañe o de respuesta universal a dicha transformación a nivel nacional o regional. La solución en cada caso debe adaptarse en cada ámbito zonal donde la red resulte de estructura relativamente homogénea, con densidades de carga previsible, y GD en distintos niveles de tensión. Cada **ámbito zonal de red** debe evaluarse de forma individualizada.

En la presente tesis bajo el concepto de **sistemas avanzados de distribución eléctrica** se identifica esta evolución gradual hacia un modelo de red de distribución activa, capaz de satisfacer las necesidades de todos los agentes conectados a la misma, con el mínimo coste y con la fiabilidad exigible, que conlleva la propia evolución de las funciones del distribuidor, **de DNO a DSO**, y de los demás agentes, acompañada con las **soluciones TIC** de soporte disponibles y del necesario **desarrollo de la regulación eléctrica** en la materia.

7.5.1 Acceso y conexión a la red

Al establecer en condiciones no discriminatorias el acceso de los agentes usuarios a la red de distribución se identifican tres contextos o estadios de red con alcance sobre la solución técnica de conexión, en función del grado de progreso en la evolución referida de las funciones del distribuidor:

- Red de distribución tradicional (red pasiva o rígida).
- Red que incorpora a los nuevos usuarios de forma “reactiva” (red semi-rígida).
- Sistema de gestión de red activa.

7.5.1.1 Solución tradicional en red de distribución pasiva

El criterio de acceso-conexión a la red de distribución pasiva se establece en general bajo el criterio “fit and forget” (ver apartado 7.3.4). Este criterio resulta bastante conservador pues implica analizar y resolver desde la planificación de red (pasiva) los posibles problemas de calidad y seguridad asociados al nuevo punto de conexión en cualquier escenario posible de operación de red. A partir de un determinado grado de utilización de red, este enfoque da lugar a un sobredimensionamiento de la red para preservar en todo momento la fiabilidad de su servicio y unas condiciones técnicas de la conexión con capacidad firme de acceso a la red. La capacidad efectiva de la red no se llega a utilizar plenamente en la mayoría de las horas de año, pues se preserva por diseño el criterio de no sobrepasar su capacidad, sobre la que se abastece en parte un consumo local no gestionable a partir de una producción no predecible DG conectada. Este modelo tiene la ventaja de su simplicidad al requerir poca flexibilidad, supervisión y control, pero sólo es posible en una red con muy baja participación de DER. Cuando aumenta la penetración de GD, el sistema no es capaz de soportar todas las posibles contingencias o escenarios operativos sin desarrollos de red significativos sobre la estructura de red básica, cuyas inversiones se traducen en una barrera económica importante, e incluso decisiva, en la capacidad de incorporar (acceso y conexión firme) a la GD/DER.

7.5.1.2 Solución con la participación de la operación de red (red “semi-rígida”)

Cuando la red tradicional tiene que incorporar una mayor participación de GD/DER o solicitudes importantes de consumo gestionables, su integración se realiza en base a condiciones no firmes de acceso-conexión vinculadas con la operación y servicio de red, por limitaciones-restricciones temporales previsibles en la operación normal o por mantenimiento, o bien, por incidencias fortuitas no previsibles. Las restricciones o posibles problemas de calidad y seguridad asociados al nuevo punto de conexión en cualquier escenario posible de operación de red se resuelven durante la explotación de la red tiempo real, restringiendo la carga-consumo o la generación. Este modelo es viable en un contexto de flexibilidad por parte de los agentes: generación GD/DER, consumo y capacidad de supervisión y control del conjunto por parte del distribuidor.

Esta solución puede conllevar la restricción de la evacuación DG durante muchas horas al año y, por ello puede resultar inviable su plan de negocio si no se incorporan al mercado los posibles servicios complementarios que estas instalaciones sean capaces de aportar a la red ante o durante las restricciones operativas de la misma. Esta realidad en la que el DSO resuelve los problemas de operación con la flexibilidad referida y sin recurrir a nuevos desarrollos adicionales de red es todavía muy incipiente en Europa y en el mundo. En sus diferentes etapas de posible desarrollo se denomina **Gestión activa de la red** (ANM⁴⁷).

En este sentido, las soluciones destacables identificadas en Europa en la actualidad que han propiciado experiencias de operación real de redes de distribución ([129], [64]) centran su esfuerzo en administrar la DG, firme o no firme, desde de la gestión proactiva de la red de distribución existente para maximizar la capacidad de evacuación DG sobre la misma, preservando sus márgenes operativos. De este modo, en un entorno de elevado recurso renovable disponible, se evita la repotenciación de la red a la par que se maximiza en cada momento su capacidad de evacuación de la producción eléctrica, al gestionar las posibles restricciones de red en términos de su probabilidad y riesgo (ver Capítulo 6). Estas experiencias piloto y sus servicios cuentan con el apoyo y seguimiento por parte del organismo regulador correspondiente.

7.5.1.3 Solución que integra la operación y planificación de la red activa.

En este estadio, el distribuidor decide si para abastecer la demanda existente y prevista, en las condiciones de calidad y seguridad establecidas, en la planificación de su red incorpora los recursos DER, con distintas condiciones de disponibilidad, de acceso-conexión (generación y consumo) y de retribución por servicios complementarios (generación y consumo), o bien, decide desarrollar e incorporar nuevos elementos a dicha red.

Este acercamiento “activo” para dar solución con fiabilidad a la **cobertura de la demanda** supone una mayor interacción entre la planificación de los desarrollos de red, la gestión de las distintas condiciones de firmeza del acceso-conexión de los agentes entrantes o existentes (generación y consumo), junto con la flexibilidad en la operación-explotación eficiente de la red y, como consecuencia, resulta mucho más complejo y completo, permitiendo el posible aplazamiento de determinadas inversiones, en otro caso necesarias, en la red de distribución eléctrica.

Esta **gestión activa del sistema de distribución** (ADSM⁴⁸) conlleva un uso más intenso de la capacidad de la red, pero requiere de un importante **soporte tecnológico de las TIC**, y del **desarrollo regulatorio**

⁴⁷ ANM: Active Network Management, gestión activa de la red.

⁴⁸ ADSM: Active Distribution System Management, gestión activa del sistema de distribución.

que propicie las oportunas señales técnicas y económicas para establecer los requisitos operacionales y de servicio de los recursos DER hacia o desde el sistema (vía códigos de red, procedimientos de operación, etc..) y el mercado, para la provisión de servicios e información de forma bidireccional. Como consecuencia, surge una programación activa de la operación de la red de distribución, como ocurre en el nivel de transporte, en ámbitos de elevada presencia DG/DER con el fin de incentivar (no sólo priorizar su acceso) su despacho y acceso a la red de modo más eficiente y acorde con las necesidades emergentes en la misma (ver apartado 7.6.2.6).

Esta optimización potencial de la capacidad operativa de la red, a través de la gestión de los accesos de sus usuarios y de las restricciones de la misma (congestión o fallo de elementos constitutivos del sistema eléctrico) en los distintos niveles de tensión de red de distribución, en distintos momentos y ámbitos de la misma, junto con la participación activa de la demanda y la aportación de **servicios de red desde el sistema de distribución** a sus usuarios (DSS⁴⁹) propiciarán un incremento de la generación distribuida y de los recursos DER de forma más eficaz, económica y sostenible para el conjunto del sistema, manteniendo la fiabilidad del servicio de la red a sus usuarios, consumidores, productores, autoprodutores, o “prosumidores”.

El distribuidor debe disponer de las herramientas técnicas y el soporte regulatorio que le permitan en este contexto salvaguardar las normas de la operación segura y mantenimiento de la red. Adicionalmente, debe tener la posibilidad de “comprar” o propiciar la flexibilidad (**servicios complementarios** ofrecidos a la red por sus usuarios) que puede ofrecer los recursos DER, en el ámbito de la generación distribuida, el almacenamiento energético o en el consumo flexible (DSM y DR) para optimizar el uso y la disponibilidad de la red de la manera más eficiente, tanto en condiciones de operación normal como en situación de contingencia, gestionando a su vez sus compromisos contractuales flexibles de acceso con los agentes conectados a su red. Al mismo tiempo, el DSO ofrece sus servicios de red a los usuarios de la misma para facilitar sus decisiones en el ámbito de la gestión energética de sus instalaciones.

Los **servicios del sistema de distribución** (DSS) son servicios proporcionados por los gestores de red a los usuarios conectados al sistema con el fin de garantizar la calidad del suministro requerida y la seguridad - estabilidad de la red de distribución. En este sentido, la actual gama de servicios desde la red de distribución pasiva es remunerada por los usuarios de la misma a través de las tarifas de acceso.

En estas condiciones, los refuerzos en la red de distribución, internos o de apoyo desde la red de transporte, podrían diferirse en el tiempo hasta el momento en el que resulte más rentable esta inversión frente al costo de oportunidad de gestionar el sistema de distribución (ADSM) a partir de los nuevos parámetros operativos referidos, los servicios complementarios aportados por los DER y los nuevos servicios que el sistema les aporta (DSS).

7.5.2 El suministro eléctrico en el contexto de un sistema de distribución avanzado

La red de transporte y de distribución de energía eléctrica constituyen la interconexión física entre los agentes del mercado eléctrico, estableciendo el soporte material que posibilita sus transacciones energéticas y económicas. A medida que se incrementa la participación en el mercado de la producción eléctrica de origen renovable no gestionable su marco operacional debe adecuar las condiciones del despacho de generación para asegurar a dicho mercado los tres ámbitos básicos que la capacidad del sistema de generación requiere:

⁴⁹ DSS: *Distribution System Services, servicios de red desde el sistema de distribución a sus usuarios.*

- **Margen de reserva a corto plazo.** Incluye la reserva primaria, secundaria y terciaria. Permite la cobertura del fallo imprevisto de una unidad generadora en producción programada. Establece las condiciones de operación segura del sistema de transporte y además permite reaccionar ante variaciones imprevistas de la carga a abastecer.
- **Capacidad de cobertura demanda a largo plazo.** En base a la evolución de la demanda, inversiones de generación y de red en desarrollo, desmantelamiento de instalaciones y puntas de demanda previsible. Esta capacidad debe estar disponible a tiempo (señales económicas) para cubrir la punta de demanda y evitar el deterioro a largo plazo de los márgenes de reserva vinculados a la operación segura del sistema.
- **Respaldo de capacidad para la generación no gestionable,** para cubrir desde el mercado el corto plazo (diario e intradiario) la indisponibilidad del recurso primario renovable, o compensar su variabilidad.

Estos tres ámbitos resultan complementarios entre sí y su balance eléctrico global (oferta de generación – cobertura demanda por consumo) se concreta en la planificación y política energética de cada país, a través de las distintas tecnologías de producción eléctrica y sus distintos factores de utilización. La incorporación progresiva de la generación de origen renovable conlleva la prudente adecuación de los márgenes y respaldos de capacidad referidos para mantener el óptimo equilibrio entre los costes del sistema y la seguridad del suministro (ver Capítulo 4).

Cuando progresivamente la generación de origen renovable se incorpora a la red de distribución (GD) en sus distintos niveles de tensión, como antes de ha señalado, el tradicional operador de red de distribución (DNO) debe evolucionar para convertirse en operador del sistema eléctrico de distribución (DSO), debido a que parte del referido balance energético global se traslada a nivel local, a nivel del punto de conexión con la red de distribución (ver CAPÍTULO 5:). El DSO y los propios usuarios de red pueden y deben contribuir de forma activa a la optimización del uso de la red, intercambiando la información necesaria para respetar en todo momento las condiciones técnicas y reglamentarias que determinan la operación segura de la misma.

Estas condiciones se agrupan en dos aspectos fundamentales intrínsecos a la Operación de red, que se tratarán más adelante en los apartados correspondientes (ver apartado 7.6.2):

- Gestión de las restricciones de red vinculadas a la capacidad térmica admisible en los elementos constitutivos de la red de distribución.
- Control del nivel de tensión dentro de sus márgenes reglamentarios en los distintos puntos de conexión a la red de distribución.

Dicha evolución alcanza también a la relación entre el distribuidor y el transportista, de TSO – DNO a TSO – DSO, en donde no sólo existe una relación de coordinación de red y demanda, sino que se amplía a la necesaria coordinación, muy relacionada con la DG y, en general, con los recursos energéticos conectados al conjunto como sistema [50]. Considerar el conjunto de **recursos energéticos distribuidos en la red, DER**, como un elemento de control activo en la operación y planificación de la red de distribución es una de las condiciones clave para evolucionar hacia una gestión flexible de la misma como sistema.

En el ámbito de un sistema de distribución avanzado, en un entorno de redes inteligentes parte del balance entre la oferta y demanda de energía eléctrica en el sistema se traslada al punto de conexión con el mismo de cada agente usuario.

Como consecuencia, en el nivel de distribución del sistema surgen potenciales **Servicios complementarios** del sistema, aportados por los agentes usuarios del mismo, y **Servicios del sistema de distribución (DSS)** a dichos usuarios. El origen y alcance de los mismos se presentará en el apartado 7.6.2.4.

Los **servicios complementarios** o auxiliares (Ancillary services), son servicios técnicos y comerciales adquiridos por los operadores del sistema (TSOs y DSOs) de los usuarios del mismo con capacidad para aportarlos. Es un conjunto de herramientas con el que cuentan los operadores del sistema para establecer la seguridad del suministro y la calidad del servicio del sistema eléctrico. Estos servicios coordinan y vinculan el comportamiento técnico regulado de todos los agentes conectados al sistema y a sus operadores, mediante Códigos de red, Instrucciones técnicas y Condiciones de acceso y conexión al mismo. Se suelen estructurar en los siguientes ámbitos: programación y despacho, con alcance sobre la generación e infraestructuras de red; control y frecuencia; servicios de protección del sistema; control de tensión; control de estabilidad; y compensación de pérdidas. En el presente capítulo este aspecto se describe con mayor detalle al tratar los aspectos asociados al alcance de la Operación de red (ver apartado 7.6.2.6).

En la actualidad estos servicios son aportados por las grandes instalaciones de generación convencional y los gestiona el operador del sistema de transporte (TSO) para el conjunto del sistema (generación, transporte y distribución).

En el futuro, para los sistemas avanzados de distribución eléctrica, para los servicios complementarios del sistema en el nivel de distribución “Los Estados miembros se asegurarán de que las autoridades nacionales de regulación (...) aporten incentivos para que los operadores de redes pongan a disposición de los usuarios de la red **servicios de sistema** que les permitan aplicar medidas de mejora de la eficiencia energética en el contexto de despliegue continuo de redes inteligentes”. Tales servicios de sistema “*podrán ser determinados por el gestor de la red y no afectarán negativamente a la seguridad del sistema*” (Art. 15.1 de la Directiva 2012/27/EC, [130]), en coordinación con el gestor de la red de transporte (Art. 12.d de la Directiva 2009/72/EC, [63]).

Dichos servicios futuros y la oportuna coordinación técnica deben quedar recogidos en los Códigos de red, actualmente en elaboración en el marco de la Unión Europea [50]. En consecuencia, los DER se configuran como potenciales proveedores de servicios complementarios en determinadas condiciones, para contribuir a la calidad de servicio y la seguridad de suministro no sólo para la red de transporte sino también en la red de distribución a la que se conectan.

Los servicios complementarios del sistema (transporte y distribución) contribuyen a su adecuado funcionamiento y, por tanto, al ejercicio las funciones y responsabilidades de sus operadores (TSO y DSO). Son proporcionados por los usuarios del mismo bajo acuerdo comercial que se liquida en el mercado y/o requisitos técnicos establecidos en la regulación eléctrica en forma de Códigos de red.

En la Tabla 7-4 se identifican los potenciales servicios al sistema, o desde el sistema, en el nivel de distribución, tanto desde el ámbito de la planificación de red, como desde su operación, junto con su objetivo, origen, información asociada y una propuesta de su forma de entrega. El significado de las siglas asignadas a los servicios complementarios referidos se corresponden con la clasificación realizada de los mismos en el apartado 7.6.2.4.

Los potenciales Servicios complementarios en el nivel de distribución pueden ser proporcionados en determinadas condiciones por los DER en condiciones reguladas pre establecidas o, en su defecto, libremente pactadas entre las partes [45]. Estos Servicios complementarios se liquidan económicamente en el mercado, o bien, mediante un menor coste de conexión del nuevo agente DER, a partir de reducción de los refuerzos o desarrollos de red necesarios (Códigos de red), en relación a los correspondiente en una red pasiva, en base a capacidad o aceptabilidad efectiva por parte de la red, bajo la condición de los servicios que el nuevo agente entrante pueda aportar.

En los siguientes apartados se desarrollan estos conceptos desde la perspectiva de las funciones de planificación y de operación de la red de distribución, en su evolución hacia el concepto de sistema de distribución (DSO).

Servicio complementario (DER->DSO) / Serv. sistema distribución (DSO->DER)	Objetivo	Origen provisión	Información aportada	Forma de entrega
PLANIFICACIÓN DE RED	Gestión de la capacidad firme para planificación de red (largo plazo) Programación y despacho (SD)	Centrales cogeneración, EERR y almacenamiento distribuido (DS). Gestores de demanda (DSM, DR, CLS)	<ul style="list-style-type: none"> Datos generación y predicción de la producción GD (DER->DSO) Programación de la indisponibilidad generación GD (DER->DSO) Información sobre la flexibilidad esperada DER (DSO->DER) Información sobre la estabilidad y fiabilidad del sistema (DSO->DER) 	Comercial o acuerdo condiciones de acceso no firme
	Compensación de pérdidas (LS)	DSO y DER	<ul style="list-style-type: none"> Demanda y tensión red en tiempo real o restricción red (Load->DSO) Datos de generación en tiempo real (DG->DSO) Consignas de tensión y factor de potencia (DSO->DER) Consignas de reducción demanda (DSO->DER) 	Comercial
	Gestión de la capacidad firme para la operación de red (corto plazo) Programación y despacho (SD) Control de estabilidad (EI)	Centrales cogeneración, EERR y almacenamiento distribuido (DS). Gestores de demanda (DSM, DR, CLS)	<ul style="list-style-type: none"> Datos de generación en tiempo real y flexibilidad de la carga (DER->DSO) Programación de la indisponibilidad generación GD y DS (DER->DSO) Cargas en tiempo real, tensión de red, en estado normal y n-1 (DER->DSO) Gestión restricciones operativas de red -TSO y DSO- (DSO->DER) Variación de consignas para gestionar restricciones de red (DSO->DER) 	Obligatorio con remuneración o acuerdo comercial (acceso no firme)
	Operación anti-isla (seguridad suministro) Control de estabilidad (EI)	DG, DS, coordinación protecciones y control DSO	<ul style="list-style-type: none"> Generador local que detecta situación de isla emite señal alarma al sistema de control de DSO (DER->DSO) Coordinación protecciones DER con DSO para evitar la aparición de islas en condiciones previsible de falta, desmallado de la red, o de agravamiento de la posible restricción o contingencia (DSO->DER) 	Obligatorio sin remuneración (Condiciones de conexión a la red, Códigos de red)
OPERACIÓN DE RED	Seguridad sistema eléctrico Control de estabilidad (EI, BS)	Deslastes de carga selectivos y consignas de producción a DER a través del DSO	<ul style="list-style-type: none"> Intercambio de información en tiempo real de flujos de potencia activa y reactiva en la interfase TSO/DSO (GD, SD y cargas demanda DSO->TSO) Adaptar carga a capacidad generación disponible (TSO-> DSO-> GD/SD & cargas demanda) 	Obligatorio sin remuneración (provisión servicios complementarios DER->DSO->TSO)
	Operación en modo isla (seguridad suministro) Control de estabilidad (EI)	DER con control local red DSO	<ul style="list-style-type: none"> Intercambio de información en tiempo real de potencia activa y reactiva (DER->DSO) Consignas de tensión, potencia activa y factor de potencia (DSO->DER) 	Obligatorio con remuneración
	Seguridad de suministro y eficiencia Control de tensión de red (VC) Compensación de pérdidas (LS)	DSO y DER	<ul style="list-style-type: none"> Aportación o consumo energía reactiva (DER->DSO) Gestión tiempo real de las cargas y tensión de red en estado normal y n-1 Datos de generación en tiempo real (GD->DSO) Consignas de Tensión y factor de potencia (DSO->DER) Ubicación y capacidad DER compatibles con planificación red (DSO->DER) 	Obligatorio con remuneración o acuerdo comercial (acceso no firme)

Tabla 7-4: Servicios complementarios en el nivel de red de distribución y Servicios del sistema de distribución eléctrica (DSS).

Fuente: Elaboración propia a partir de [61]. Artículo 25.7 de la Directiva 2009/72/EC [63] y artículo 15.1 de la Directiva 2012/27/EC [130]

7.6 GESTIÓN FLEXIBLE DE LA CAPACIDAD EN LA RED

En un contexto de despliegue de redes inteligentes con un adecuado marco regulatorio, con el grado de avance tecnológico de un sistema de distribución eléctrica evolucionan las funciones y responsabilidades del agente distribuidor a través del desarrollo de un concepto de flexibilidad asociado a la gestión de la capacidad de la red. En este sentido, el contenido del presente apartado estructura el nuevo enfoque de la planificación y operación de redes como sistema avanzado de distribución eléctrica para asegurar la cobertura de la demanda de energía eléctrica a la sociedad, a quien se debe y sirve.

7.6.1 Planificación del desarrollo de red como sistema

La planificación y coordinación de los desarrollos de la red de distribución a largo plazo son necesarias para conseguir resolver sus limitaciones estructurales de manera eficaz y rentable. En este nivel, los agentes distribuidores deben ser capaces de establecer su planificación de red con un horizonte temporal suficiente para despejar o evitar las posibles limitaciones o restricciones operativas de la misma, teniendo en cuenta los ineludibles plazos para obtención de permisos y autorizaciones administrativas, previos a la materialización de los desarrollos correspondientes. En este sentido, resulta crucial la previsión de la demanda, la información adquirida a través de la monitorización de redes de distribución del estado de los activos en servicio, el intercambio de información con el transportista y los recursos energéticos distribuidos (DER) conectados o en proceso de conexión en el horizonte de la planificación.

En este apartado se describe la planificación del desarrollo de nuevas infraestructuras de red, así como el refuerzo de las existentes, para poder satisfacer a tiempo y al menor coste su servicio encomendado, desde la gestión de su capacidad estructural como sistema, junto con la de los agentes que se conectan a la misma, productores o consumidores, en función de sus condiciones operativas (procesos internos, mercado, eficiencia energética, condiciones de red, etc.) en cada momento.

Por ello, cada solicitud de conexión (consumo y/o generación) debe ser analizada e informada considerando su potencial integración en el proceso de planificación de red, con el fin de aprovechar la capacidad de la red existente, bajo los criterios de calidad y seguridad exigibles, de menor coste para el nuevo agente entrante, y de eficiencia de red, a través del mínimo coste para el sistema en su conjunto.

Para el análisis de las solicitudes de acceso a la red, desde el enfoque regulatorio tradicional, actualmente aplicado en la mayoría de los países, el distribuidor realiza un estudio particular para dar una solución individual a cada solicitud, y establece las correspondientes condiciones técnicas y económicas para la solución técnica de conexión. Por este motivo, las primeras conexiones suelen resultar menos costosas debido a la posible capacidad disponible de la red existente. Este tratamiento secuencial en el tiempo no siempre resulta equitativo o proporcional entre costes y necesidad. Tampoco suele ser el óptimo desde la perspectiva del desarrollo de la red.

La capacidad de la red disponible es limitada por su condición de servicio y coste regulados. La propia regulación procura que los desarrollos o refuerzos de red necesarios los sufrague quien los motiva o necesita, con el fin de no transferir o repercutir los costes asociados a dichos desarrollos o refuerzos al conjunto de usuarios de la red. Por este motivo, en ocasiones cuando existe en una misma zona una mayor demanda de nuevas conexiones, de generación, de consumo o de ambas, los actores relevantes, incluyendo operadores de red, promotores de inversión, junto con las administraciones competentes, deben compartir la información para establecer, en su caso, las posibles sinergias en costes e impacto

medioambiental al compartir la ejecución de los desarrollos de red necesarios, coordinados a partir de los plazos de necesidad de cada agente.

En este principio regulatorio de planificación de la red necesaria o eficaz al menor coste, resulta indispensable la coordinación entre los agentes transportistas (TSO) y distribuidores (DSO). Los refuerzos o desarrollos que requiere el distribuidor del transportista, o viceversa, en algunos casos no afectan de manera sustancial a la capacidad de uno u otro para mantener el rendimiento de su red. Sin embargo, el impacto puede ser significativo en otros casos. Por ejemplo, cuando se encuentra saturada la capacidad de evacuación en la red de muy alta tensión, la solución técnica de conexión de generación a la red de media tensión, conectada a ella "aguas abajo", puede quedar muy condicionada por dicha saturación y por los distintos escenarios de consumo en la zona.

De ahí la necesidad del intercambio periódico de información entre TSO y DSO relativa a las condiciones de red de transmisión o de distribución, de los distintos escenarios, así como del desarrollo esperado de generación/consumo en los distintos niveles de tensión, con el fin de identificar con tiempo los refuerzos de red necesarios en el nivel de transporte del sistema, motivados por la planificación y desarrollos de distribución, buscando la coordinación para un desarrollo ordenado de la red, que optimice el coste y las pérdidas en el sistema eléctrico.

La posible gestión de la capacidad que puede/debe aportar al sistema la generación distribuida en sus distintas modalidades y tecnologías, junto con la evolución del coste por kW de generación, conducen a la progresiva eliminación de las actuales primas o tarifas subvencionadas para la venta de esta producción de energía eléctrica en Europa [61]. Como consecuencia, estas producciones se van incorporando de forma paulatina al mercado de la electricidad en todos los países desarrollados. Ello conlleva la necesidad de mejorar su gestionabilidad y previsión de su producción.

En este sentido, la agregación de DER (gestión de la demanda, generación distribuida y almacenamiento distribuido) en forma de Plantas Virtuales (VPP⁵⁰), está llamada a jugar un papel importante para facilitar el acceso de pequeños usuarios (generación y/o consumo) al mercado, contribuyendo por su agregación a atenuar la incertidumbre de la disponibilidad y proporcionando mayor capacidad para gestionar el riesgo asociado a la entrega efectiva de capacidad programada y comprometida, en generación y/o consumo.

En un futuro próximo cabe esperar que todas las tecnologías de DER sean también responsables de sus desequilibrios o incertidumbres en igualdad de condiciones con los demás agentes responsables de la estabilidad del sistema. Por ello, los nuevos servicios complementarios o de red, identificados en los ámbitos DER, hacia o desde el sistema, individuales o agregados, se deben liquidar económicamente a través del mercado, así como las penalizaciones por los desvíos o incumplimientos sobre lo comprometido que deban ser cubiertos por otros agentes.

Desde el ámbito de la planificación de red, a partir de la capacidad existente, de los compromisos sobre la misma, y de la capacidad de aportar servicios de red por parte del agente entrante DER, se podrían identificar posibles sinergias entre los costes de desarrollo de red planificados y los asociados a la nueva conexión. Con ello, los plazos para la conexión podrían reducirse y los refuerzos de la red podrían aplazarse hasta el momento en el que dicha capacidad efectiva, en base a la gestión activa de compromisos firmes de los agentes a ella conectados y cubiertos por el mercado a través de servicios de red, pueda verse comprometida en el horizonte de su planificación y para la cobertura de la demanda prevista, con la seguridad y calidad exigidas.

⁵⁰ VPP: Virtual Power Plant, planta de generación eléctrica virtual.

No obstante, la gestión de la capacidad efectiva existente del sistema, de la red y de los agentes a ella conectada, no puede olvidar los factores operacionales que determinan la seguridad del suministro y calidad de servicio en las redes de transporte y distribución. Como se expone a continuación, no sólo el TSO, sino también el DSO, deben poder visualizar las acciones planeadas y comprometidas en firme por parte de los consumidores, los productores de energía y de los futuros agregadores conectados a sus redes. Los procesos y metodologías apropiadas de monitorización deben permitir una respuesta coordinada para reaccionar con seguridad ante los distintos escenarios o situaciones.

Este tipo de supervisión técnica debe asegurar al DSO que las transacciones del mercado no entran en conflicto con la operación segura de la red, o que la operación de la red de transporte y de distribución tampoco entran en conflicto entre sí. Por ello, como una realidad indisoluble, junto con la gestión de la capacidad desde la función de planificación y desarrollo de la red, se debe analizar la gestión de la seguridad desde la planificación de la operación de red como sistema. Este aspecto se analiza en el apartado 7.6.2.

7.6.1.1 Gestión de la capacidad en la red

La gestión eficiente y segura de capacidad de red incorpora, desde su condición operativa o estado, el conjunto de características físicas eléctricas y medioambientales de sus infraestructuras en servicio junto con la optimización de la capacidad DER con una antelación mínima de un día. Para ello, es condición previa la adecuada capacidad de anticipación del DSO para identificar ámbitos de red con problemas de posible sobrecarga con suficiente antelación, entendida como planificación de la operación de red, como se describe en el apartado 7.6.2.

El uso de los servicios de red o complementarios, de carácter voluntario o reglamentario puede constituir una alternativa al desarrollo o refuerzo de la red, cuando existan sinergias de eficiencia de costes y plazos, desde el compromiso de oferta firme en cantidad y plazo, por parte de los agentes que puedan prestar los servicios referidos, sin deterioro de la seguridad y calidad exigibles del servicio eléctrico. De este modo, la producción eléctrica y los servicios de red disponibles se incorporarían a la planificación del desarrollo y/o refuerzos de la red, al coordinar el conjunto de recursos efectivamente disponibles en la red.

En este enfoque integral se debe incorporar la condición o estado de la red, junto con su probabilidad de ocurrencia, en base a la fiabilidad registrada de los elementos que constituyen la red, es decir su tasa de fallo, y como consecuencia, las restricciones imprevistas probables de la misma. A continuación, se identifican posibles líneas de investigación y desarrollo en este ámbito , [61], [52].

7.6.1.2 Gestión de capacidad firme DER mediante oferta de servicios

La capacidad firme de generación es la disposición, con alcance de compromiso contractual, para generar cuando sea requerido. Esta aptitud en los DER es el resultado de la combinación de la mejora en su capacidad flexible de programación, con la adecuada predicción del recurso primario y/o la posible acumulación asociada, con carácter individual o agregado.

Bajo el punto de vista de la capacidad de red, en la evaluación de la capacidad firme es importante prever cuánta generación distribuida (GD) puede contribuir a la cobertura de la demanda en momentos de punta de consumo. Para asegurar dicha cobertura de forma sostenible, con un **uso eficiente de los activos de distribución** en servicio, aplazando el desarrollo y/o refuerzo de la red, el sistema incentivará la **participación de la GD y de la acumulación distribuida** en el ámbito de la producción y, en el ámbito

de la demanda **la participación del consumo**, vía precios o gestión de la demanda (DMS), primando así la eficiencia del consumo, propiciando la atenuación de la punta de demanda en la red.

En la Figura 7-10 se muestra la curva monótona de demanda en la red de distribución (área en color verde), como resultado neto de la aportación de la generación distribuida (con almacenamiento asociado, en su caso) presente en la red para cubrir la demanda pura por consumo (curva verde discontinua). Esta figura ilustra que la disponibilidad de cierta capacidad DER firme (DG-almacenamiento y gestión de la demanda), como un recurso de red, puede ser interesante para el sistema al permitir un retraso prudente de la expansión de red necesaria para cubrir la punta de demanda pura por consumo en la misma. La remuneración de este servicio podría ser determinada a través de un proceso de licitación abierto, por ejemplo, para que el DSO pueda disponer de determinada cantidad y condición de capacidad de generación GD. Esta licitación de capacidad firme con cargo al sistema debe estar regulada y su oferente, individual, o por agregación, debe asumir la responsabilidad contractual de su entrega.

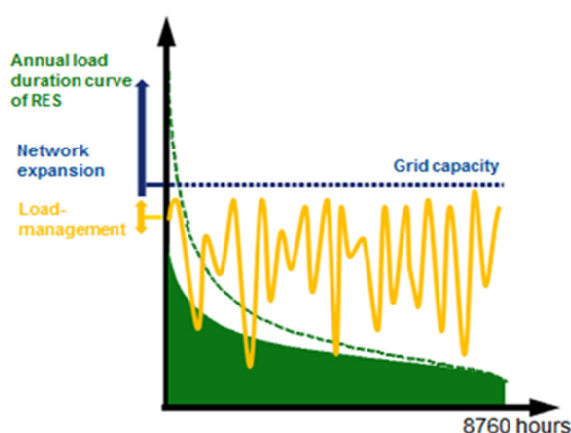


Figura 7-10: Efecto aportación de los recursos energéticos renovables en red (RES) sobre el desarrollo de la capacidad de red para la punta de demanda.

Fuente: EWE Netz, [61].

7.6.1.3 Condiciones de acceso-conexión

La legislación europea establece el libre acceso en condición firme tanto para la DG como para el consumo. En el ámbito del consumo, su contrapeso es la señal del precio de la electricidad en el momento en que se consume. En el ámbito DG de origen renovable esta condición junto con la prioridad de acceso a la red salvaguarda la previsible no gestionabilidad de su recurso primario.

Sin embargo, el desarrollo de la red inteligente va a permitir la evolución de dicha condición para el acceso y conexión DG. De este modo, se amplía la capacidad de la red para incorporar nuevos DER con soluciones técnicas de conexión menos costosas al flexibilizarse sus condiciones de acceso y conexión. En este nuevo contexto se informarían las condiciones de acceso-conexión “no firmes”, es decir “firmes pero condicionadas”, para determinados agentes, generación, consumo o ambos, que por su tamaño o por su tecnología pudieran decidir acogerse a esta modalidad.

El **condicionado de conexión** asociado a los accesos firmes sobre la red de transporte se vincula a la capacidad y seguridad en la operación del sistema, con alcance zonal, regional o nacional. En la red de distribución esta realidad resulta diferente (Artículo 32 Directiva 2009/72/EC [5]-[63] y ver Tabla 7-3), por lo que al informar el acceso se establece la solución técnica con capacidad firme, es decir, sin condicionantes de operación del sistema, salvo las restricciones de red sobrevinidas por incidencias

imprevistas o trabajos programados, contempladas en la normativa que regula la calidad del suministro de la misma.

Desde la tecnología disponible de generación distribuida renovable, la mejora de la predicción de su recurso primario, con el apoyo, en su caso, de la acumulación energética, y de la gestión de la demanda (conjunto DER, individual o por agregación), el plan de negocio del futuro agente entrante (productor, consumidor o “prosumidor”) podría contemplar dos posibles escenarios alternativos de acceso a la red: **acceso firme**, o bien, **acceso flexible** (firme, pero condicionado), que probablemente conlleve una solución técnica de conexión menos costosa que el acceso firme.

Este acceso flexible a la red de distribución se puede asociar a un contrato entre el agente y el distribuidor en el que se establezcan los aspectos condicionantes del acceso y servicios de red, para adaptar su producción o su consumo a un límite predefinido en situaciones poco frecuentes, y durante pocas horas al año, o bien adaptar su funcionamiento a una consigna del factor de potencia en el punto de conexión.

De este modo se puede alcanzar un uso más eficiente de la capacidad disponible de la red, en base a posibles restricciones operativas que sólo se prevén unas pocas horas al año, en las que se limitan picos de producción o de consumo, o bien, e base a consignas sobre el factor de potencia para aportar capacidad en la regulación de tensión.

La posible restricción debería quedar compensada por las demás horas en las que pudo verter su producción o consumir sin necesidad de reforzar la red a la que se conecta, hasta el punto en donde el costo de las pérdidas netas en red y/o el coste de la restricción pactada lleguen a ser relevantes y justifiquen el refuerzo de red referido. También se puede compensar en ambos casos al agente (generador y/o consumidor) a través del pago de los servicios aportados a la red (ver Tabla 7-4).

En la Figura 7-11 se relaciona la limitación de acceso de la capacidad conectada (generación y/o consumo) con la capacidad nominal de las conexiones en la red en un contexto de accesos flexibles (no firmes). Un 5% de limitación de la capacidad flexible comprometida permitiría incrementar a más del doble la capacidad nominal de acceso a través de los puntos de conexión informados en la red.

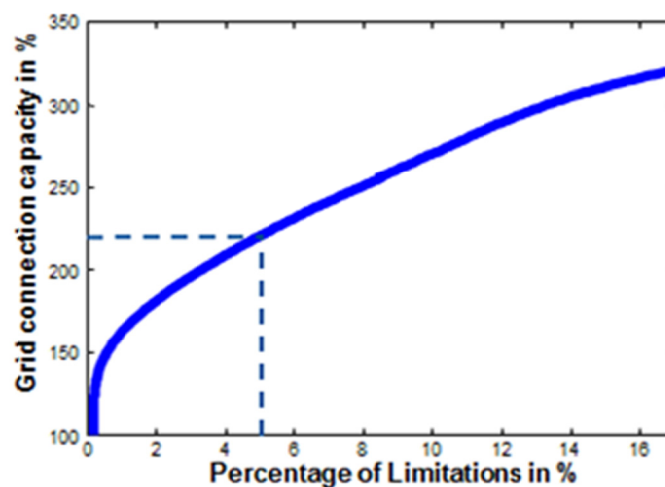


Figura 7-11: Incremento de la capacidad de conexión de la red con acceso flexible.

Fuente: EWE Netz [61].

Este incremento de la capacidad de acceso a una red asociada a puntos de conexión con acceso flexible, o no firme, conlleva un uso más eficiente e intensivo de la misma, tanto en la evacuación de la generación distribuida y como en la demanda por consumo, al limitar su solicitud en punta de carga y propiciar el aprovechamiento de sus valles. Por ello, esta apreciación desde la perspectiva de un generador entrante debe completarse con la demanda neta efectiva del consumo en la red a la que se conecta, la capacidad de exportación neta hacia otros niveles superiores de tensión, y el margen de reserva que pueda determinar la operación de la misma [64].

El desarrollo de criterios para el acceso flexible a la red de distribución debe consolidar los siguientes aspectos:

- Desde el marco regulatorio se deben establecer los procedimientos para evaluar la capacidad de red en términos de oportunidad del posible aplazamiento de la inversión en su refuerzo o desarrollo al resultar más eficiente en costes para el sistema zonal. Además, debe identificar qué agente (o conjunto de agentes) serían los encargados de sufragar los correspondientes refuerzos o desarrollos de red para evitar sus restricciones operativas, conjugando el compromiso de los recursos DER de disponibilidad y permanencia en el tiempo.
- El DSO debe poner a disposición de los promotores DER (de carácter individual o desde su posible agregación) la información que disponga sobre las restricciones de red posibles y su probabilidad esperada (en base a la calidad y seguridad reguladas, la tasa de fallos y condiciones operativas esperadas) que permitan la evaluación y análisis de riesgos en la viabilidad económica del proyecto, por parte del futuro agente y su financiador.
- El marco regulatorio debe establecer las condiciones flexibles de acceso para coordinar la prioridad de los generadores y consumidores ya conectados bajo condición de acceso firme en la zona, con los nuevos accesos que contribuyen a resolver o asumen más restricciones de red. Especificar el orden de prioridad para, por ejemplo, establecer la reducción de capacidad generación (*last in, first out*; *prorrata*, o bien, opciones vía mercado), así como los criterios operativos para localizar la restricción de red en la que más de un agente contribuye o debe asumir.

En distintos marcos regulatorios, el acceso flexible excluye la obligación de compensar a los generadores por la energía que no se les permitió entregar (ver Tabla 7-3). Como antes se indicó, la restricción de generación es asumible bajo restricciones temporales o transitorias. Las temporales deben activar los refuerzos necesarios en la red que deben asumir los nuevos agentes entrantes o el sistema a través del DSO.

El acceso flexible a la red para GD renovable en el Reino Unido se denomina *acceso no firme*. Las condiciones bajo las que el DSO puede emitir una instrucción de reducción de generación se incorporan al contrato de acceso pactado a cambio de un menor coste de la solución técnica de conexión. En Alemania, las condiciones de evacuación de la generación a la red establecen la flexibilidad en la forma de una conexión de capacidad limitada para todas las instalaciones de producción por encima de determinada potencia. Así, por ejemplo, el propietario de una instalación FV puede escoger entre instalar un dispositivo receptor de consignas de producción en tiempo real, o limitar su evacuación a la red al 70 % la capacidad nominal de la instalación. En la práctica, esto conduce a la limitación aproximadamente del 5 % de la producción anual de energía a cambio de un ahorro alrededor del 30 % en los costes de conexión por refuerzos en la red. De este modo se optimiza el empleo de la red existente, sin inviabilizar el plan de negocio de los nuevos productores. Este régimen de restricciones se aplica mientras se completa el refuerzo de la red de distribución a cargo del distribuidor, que posteriormente es repercutido a todos los usuarios del sistema de distribución, a través de la retribución regulada de los correspondientes desarrollos de red.

Como conclusiones preliminares, en base a lo anteriormente expuesto cabe afirmar que el propio mix de generación, la ubicación geográfica del recurso primario renovable, los puntos de conexión de la GD en los distintos niveles de tensión de la red, las características topológicas de la red en cada zona, sus obligaciones regladas de calidad y seguridad en su servicio y de expansión a menor coste (planes de inversión), impiden identificar un modelo universal y único para solventar el uso y desarrollo eficiente de la red, resolviendo a la par el acceso y conexión a la misma de modo sostenible (económico, medioambiental y social).

La opción entre acceso firme frente a un acceso flexible, o no firme, y menores costes de conexión para los nuevos agentes DER entrantes en la red debe ser explorada y desarrollada, junto con otras soluciones complementarias constituyen la posible respuesta sostenible de la red que abastece su demanda. Sin embargo, esta respuesta puede resultar limitada por ser muy dependiente de las tecnologías DG y DS, del tipo de consumo (doméstico, industrial, comercial, agrícola, servicios, etc.), de las condiciones asociadas a su ubicación geográfica (topología de la red), de la climatología, así como de los hábitos o comportamientos de consumo.

7.6.2 Operación de red en sistemas avanzados de distribución eléctrica

7.6.2.1 Gestión de la seguridad de la red como sistema (red - agentes - mercado)

Como se indicó anteriormente, las decisiones de los agentes en respuesta a las señales de precio en el mercado mayorista pueden no ser compatibles con las condiciones de seguridad de la red. Las restricciones o barreras operativas surgen como consecuencia de la limitación física de los materiales (límites térmicos) y elementos componentes de la red, o por los márgenes reglamentarios admisibles de las variables contractuales en el punto de conexión a la misma, para el suministro eléctrico (consumo) o la evacuación de la producción eléctrica (generación distribuida). Estas variables fundamentales como ya se indicó son: la frecuencia de la corriente alterna, y el valor eficaz de la tensión en el punto de conexión.

En condiciones normales de explotación o en situaciones transitorias de contingencia, el estándar Cenelec EN 50160 regula la tolerancia máxima admisible del conjunto de parámetros que configuran la calidad de la onda de tensión en el punto de conexión [125].

Las restricciones pueden presentarse en la conciliación entre oferta y demanda, horas antes del balance programado (intradía), o incluso durante la operación del sistema en tiempo real.

Para facilitar la operación segura de red y el buen funcionamiento del mercado en ámbitos de alta penetración de recursos DER, la seguridad del sistema debe gestionarse como uno de los servicios del sistema, tanto al nivel de transporte como al nivel de distribución. Esta administración de la operación segura del sistema se realiza en los centros de control de red e incluye el conjunto de funciones para mantener en todo momento sus variables de referencia dentro de sus límites operativos admisibles, o devolverlas a dichos márgenes en la mejor condición de seguridad y en el menor plazo posible.

7.6.2.2 Funciones de un Centro de control de red

En el ámbito del transporte y distribución eléctrica, a medida que la extensión y complejidad de los sistemas eléctricos de potencia se incrementa y, en particular, los niveles de carga en sus diferentes elementos, resulta imprescindible un centro de control para realizar de forma centralizada y en tiempo real la supervisión y control de las variables y de los elementos críticos de la red. A ello ha contribuido el importante desarrollo de las tecnologías de información y las telecomunicaciones [52].

En la estructura técnica de soporte en un centro de control de red se pueden identificar los siguientes elementos componentes:

- Un sistema local de adquisición de datos (Scada, Supervisory control and data acquisition) provenientes de cada una de las diferentes instalaciones a supervisar y controlar, que concentra las correspondientes señales en una unidad terminal remota (RTU⁵¹), donde son captadas a través de los distintos convertidores de medida, contactos auxiliares de los elementos de maniobra, etc., para su envío al centro de control, previa digitalización en su caso.
- Un sistema de comunicaciones que transmite la información desde las diversas RTU al centro de control de una forma rápida, segura y fiable.
- Unos ordenadores de proceso donde se ubican las diversas funciones de supervisión, control y análisis que, asimismo, deben resultar fiables y seguros.

Por lo tanto, la finalidad de un centro de control es la de realizar la supervisión, control y análisis del sistema eléctrico de modo que su explotación resulte lo mas económica posible asegurando, a su vez, los niveles adecuados de seguridad y calidad del servicio.

Como consecuencia, las funciones de un Centro de control se agrupan en los siguientes tres ámbitos:

- Funciones de control, necesarias para realizar la explotación del sistema eléctrico (mando sobre elementos de maniobra, control sobre elementos para la regulación de tensiones, control automático de la generación (AGC⁵²), sistemas de asistencia a la operación, etc.).
- Funciones de tipo económico, destinadas a optimizar el coste total de explotación del sistema eléctrico.
- Funciones de análisis de la seguridad del sistema o de la red, que por su alcance en el contexto de desarrollo de la presente tesis se analizan en el siguiente epígrafe.

7.6.2.3 Seguridad del sistema eléctrico

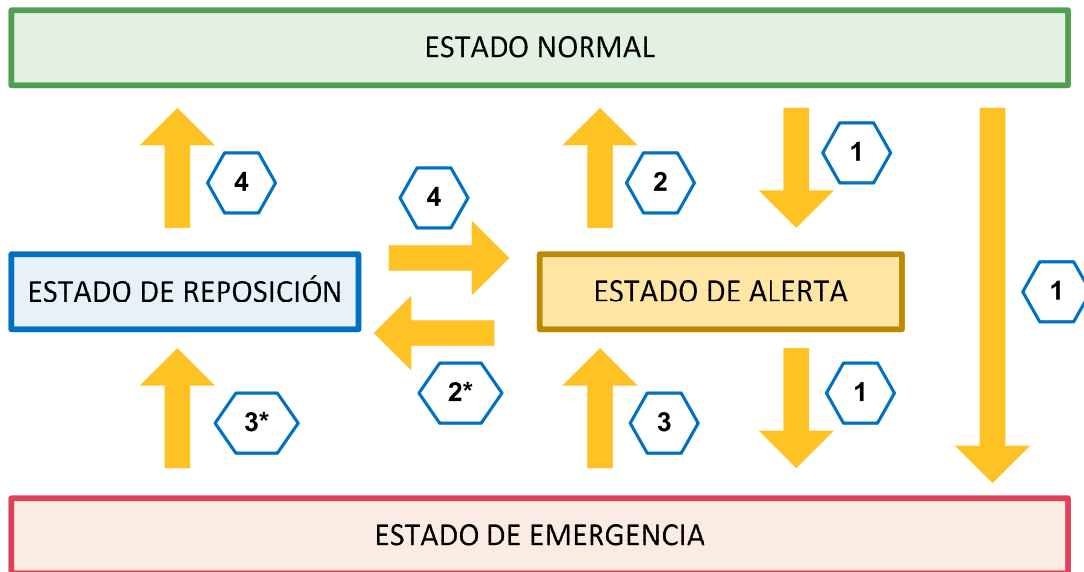
Los estados principales del sistema eléctrico de potencia, transporte o distribución, entre los que evoluciona su funcionamiento, dentro de los requisitos de seguridad y de funcionamiento estables se formulan en la reglamentación , [131], [132]. En la Figura 7-12 se identifican los cuatro estados básicos de funcionamiento de la red o del sistema eléctrico y las causas o acciones de operación de red para el cambio o evolución entre los mismos. Estos son: estado normal, de alerta, de emergencia y de reposición.

Como complemento, la Figura 7-13 incluye una representación de la curva de carga de la red o el sistema eléctrico, y su evolución en el tiempo que permite ilustrar el estado de funcionamiento (condiciones operativas de funcionamiento), en función de su grado de carga y los niveles de tensión en relación a los flujos de carga.

Los **requisitos de seguridad** exigibles a un sistema eléctrico se concretan en la no existencia de sobrecargas ni tensiones fuera de los márgenes admisibles, y se pueden expresar mediante un conjunto de **restricciones técnicas de desigualdad**. Los **requisitos de funcionamiento** se expresan mediante las ecuaciones del flujo de cargas, que corresponden a unas **restricciones técnicas de igualdad**.

⁵¹ RTU: Remote Terminal Unit, unidad terminal remota.

⁵² AGC: Automatic Generation Control, control automático de generación.



1: Fallo equipos o propia evolución de la red.

2: Control preventivo

3: Control de emergencia

4: Control de restablecimiento de la red

(*): Con pérdida de suministro, zonal o total ("blackout")

Figura 7-12: Estados básicos de funcionamiento del sistema eléctrico y acciones de operación de red para el cambio o evolución entre los mismos.

Fuente: Elaboración propia, a partir de , [131], [132].

En base a dichos requisitos, los cuatro estados básicos de operación de la red, tanto en transporte como en distribución se identifican a continuación:

- **Estado normal.** En este estado se cumplen los requisitos de seguridad y de funcionamiento (restricciones de desigualdad e igualdad), tanto en un momento dado como en caso de contingencias o fallos para los que se considera, por diseño de la red o sistema eléctrico, debe resultar inmune la continuidad y calidad del suministro. Es criterio ampliamente aceptado en la industria eléctrica que los sistemas eléctricos de potencia deben soportar un fallo simple en cualquier elemento (criterio n-1) y, en determinados supuestos, fallos en varios elementos procedentes de una única causa (circuitos eléctricos sobre los mismos apoyos, afección a una instalación compacta, etc.).

Representa un ámbito en donde la operación de red es segura y la potencia neta puede fluir bien hacia el consumidor (porque la demanda es mayor que la generación), o bien, hacia el sistema (cuando la generación es mayor que la demanda). En este estado de la red o el sistema el mercado eléctrico puede funcionar sin restricciones operativas de red. Los límites del estado normal (Figura 7-12) o zona de funcionamiento (punto 1 en la Figura 7-13) que representa el funcionamiento seguro dependen de las características físicas y dinámicas de la red y del sistema.

- **Estado de alerta.** (puntos 3 en la Figura 7-13) existe al menos una contingencia (situación n-1) con cuya ocurrencia se dejarían de cumplir los requisitos de seguridad. Zona de operación pre-inestable en relación a la seguridad del sistema. Los "puntos 3" anuncian la

situación previa a la emergencia, por la falta de capacidad para garantizar alternativa de red en condición de fallo simple (n-1), y para mantener la potencia transmitida o comprometida dentro de los límites reglamentarios establecidos de tensión, frecuencia (TSO) y sobrecargas. En este estado se adoptan las acciones necesarias de operación de red conducentes a corregir la pre-inestabilidad, devolviendo los parámetros operativos de la red a su estado de operación segura, y así evitar entrar en estado de emergencia.

El DSO activa sus mecanismos de flexibilidad disponibles DER, en el ámbito de la generación distribuida o de la demanda, para aliviar las restricciones de red identificadas. El TSO haría lo propio, desde la generación, y la demanda, a través del DSO. Es decir, se adoptan las medidas de explotación de red disponibles para reconducir la inestabilidad sobrevenida por la pérdida de seguridad de la red o del sistema (gestión del detrimento de la seguridad). Es aquí donde adquieren un papel relevante los **servicios complementarios de red** previstos, tanto en el nivel de transporte (TSO) como en el de distribución (DSO), para aliviar las restricciones de red que ocasionan el estado de alerta.

- **Estado de emergencia.** En este estado operativo de la red o del sistema no se cumplen las condiciones de seguridad, pero sí las de funcionamiento. Zona de operación no segura o inestable: los puntos de funcionamiento (2) y (4) de la Figura 7-13 ilustran las posibles situaciones que impiden un funcionamiento seguro del sistema de distribución: (2) incremento del valor de tensión por baja carga y elevada producción DG; (4) incremento del flujo neto de la carga en red, por el desequilibrio con origen en un exceso de consumo con baja generación, o exceso de generación para el bajo consumo existente. Representa en estado previo al colapso parcial o total del sistema, pues se sigue manteniendo el servicio pero fuera de los márgenes técnicos reglamentarios.

En el estado de emergencia, si no se logra reconducir a estado de alerta o de reposición, se produce el colapso de la red o del sistema cuando dejan de cumplirse las condiciones de funcionamiento (incumplimiento de restricciones de igualdad y desigualdad). En esta situación límite se adoptan medidas de desconexión ordenada de la carga (deslastres programados) o de limitación o de desconexión de la generación para acotar el alcance de dicha inestabilidad.

- **Estado de reposición.** En el mismo no se cumplen las condiciones de funcionamiento, es decir, no se puede dar servicio a toda la carga del sistema. Esta situación se caracteriza por la falta del suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico interconectado (*blackout*), en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y diligente del servicio.

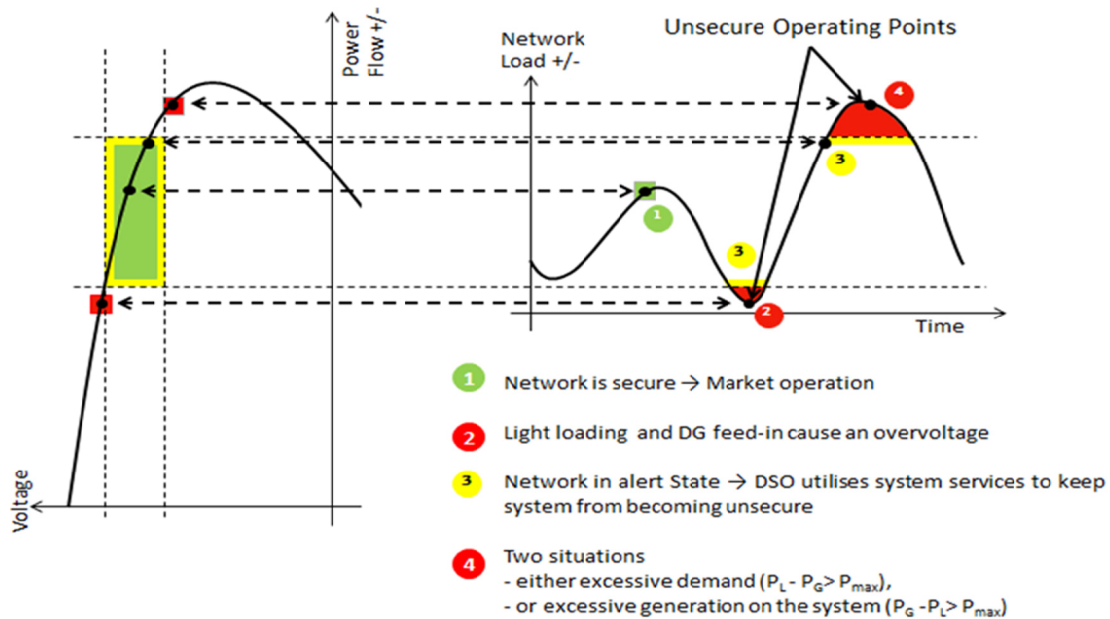


Figura 7-13: Mercado eléctrico operativo en estado normal o en estado de alerta de funcionamiento la red o del sistema eléctrico

Fuente: [61].

Las funciones de análisis de la seguridad de la red o del sistema eléctrico tienen un doble objetivo. En primer lugar tratan de averiguar el estado actual en que se halla el sistema para informar del mismo al operador. En segundo lugar, tratan de proponer al operador las acciones más adecuadas para llevar al sistema a un estado de seguridad más favorable del que se encuentra en dicho instante o, en algunos casos, realizan directamente las actuaciones de control correspondientes.

Históricamente, la primera herramienta para el control de la seguridad del sistema fue la **monitorización directa** de algunas variables del sistema eléctrico, realizando la comparación de su medida con unos umbrales o límites de tolerancia establecidos, de cuya trasgresión se alertaba al operador para indicar la presencia de sobrecargas o tensiones anormales. Por ello, este control permite discriminar si el sistema se encuentra, o no, en el Estado de emergencia. En tal condición, la misión del operador es realizar adoptar las acciones oportunas de explotación de red que permitan llevar al sistema fuera de dicho estado.

El siguiente paso fue poder realizar un pronóstico de la seguridad de la red, de forma que no sólo se realice el análisis en la situación actual, sino de aquellas otras situaciones del sistema eléctrico que tengan cierta probabilidad de presentarse en un corto plazo de tiempo (tales como la desconexión de un generador, el fallo de algún circuito, etc.). Esta función se denomina **análisis de contingencias**, y permite discriminar entre el estado normal y el estado de alerta.

Es a partir del registro de medidas (Scada) cuando el sistema de control y operación es capaz de realizar un reparto de cargas mediante el **estimador de estado**, que permite determinar tensión y frecuencia en todos los nudos de la red o del sistema, en tiempo real de forma sistemática. El **reparto de cargas interactivo** permite al operador especificar las maniobras en interruptores, variaciones de la carga o generación en cada nudo, etc., y analizar el comportamiento del sistema. Este reparto se inicia desde la situación actual, o bien, la de un momento pasado que resulte significativo para identificar una determinada condición de red (por ejemplo, situación de consumo en valle y máxima generación distribuida), asociada a la topología real (averías,

trabajos programados e intercambios de energía zonales) y medidas de cargas y tensiones. Esta herramienta del centro de control permite analizar las posibles contingencias complejas o no previstas en el análisis de contingencias, así como ayudar al operador en las tareas de control del sistema eléctrico.

Finalmente, el **flujo de cargas óptimo** (OPF⁵³) resuelve el problema del control del sistema eléctrico. Esta herramienta indica al operador cuáles son los valores que deben tener las variables de control del sistema eléctrico para optimizar una función objetivo determinada, cumpliendo, a su vez, determinadas restricciones de seguridad. Dichos valores óptimos se pueden alcanzar en la práctica de una forma manual por el operador, o bien, de forma automática a través del telemando o telecontrol.

Las **funciones de control y de tipo económico** del sistema pueden ser diferentes, dependiendo del objetivo perseguido en cada momento. Entre otras, y a título indicativo, se pueden señalar las siguientes:

- Minimización del coste total de generación para cubrir la demanda (consumo).
- Minimización de las pérdidas de energía de la red o sistema eléctrico.
- Uniformización de las tensiones del sistema (optimización del perfil de tensiones).
- Minimización de las acciones de mando y control a efectuar en el sistema respecto a la situación actual para llevarlo al estado normal.

El uso de una u otra función objetivo debe responder al criterio de explotación vigente en base al estado de seguridad de la red o del sistema.

Las herramientas para verificar las funciones de seguridad referidas precisan de un modelo de red con un nivel de detalle suficiente para poder pronosticar su comportamiento en diferentes situaciones topológicas o de estado de carga. Estas herramientas ideadas para red mallada (transporte o subtransporte) se pueden aplicar en el análisis de redes con explotación radial o en anillo (distribución en media tensión). En este caso, puede resultar necesario el complemento de herramientas de apoyo orientadas al análisis de las correspondientes reconfiguraciones que permita este tipo de red.

7.6.2.4 Servicios complementarios y servicios del sistema

Como se indicó en el Capítulo 2, cuando en el pasado las compañías eléctricas estaban verticalmente integradas, la propiedad y gestión de sus activos comprendía todas las actividades básicas de la cadena del abastecimiento eléctrico: desde la generación hasta el suministro, a través del transporte y la distribución. Los servicios auxiliares, o servicios complementarios del sistema, (ancillary services) necesarios eran aportados por cada compañía como parte intrínseca asociada a su propia actividad. Resultaba relativamente sencilla su obtención, al ser aportados al sistema desde los activos propios que operaba cada compañía, o por acuerdo entre las mismas. En su origen son servicios técnicos con visión de sistema interconectado nacional o zonal, asociados a las actividades del TSO y a la gran generación, con cometidos asignados a cada DSO conectado a la red de transporte. En la presente tesis se adopta la denominación de servicios complementarios por entender que esta acepción recoge de forma más adecuada el alcance de los mismos en el sistema eléctrico.

⁵³ OPF: *Optimal Power Flow, flujo de cargas óptimo.*

Los servicios complementarios son todos los servicios técnicos gestionados por los operadores del sistema eléctrico a nivel de distribución y transporte (TSOs y DSOs) requeridos para permitir el mantenimiento de la integridad y estabilidad del sistema de transporte o de distribución, así como la calidad del suministro [133].

Por su parte, la United States Federal Energy Regulatory Commission (FERC) establece que “son aquellos servicios necesarios para dar soporte a la transmisión de la energía eléctrica, desde el vendedor al comprador, a partir de las obligaciones de las áreas de control y de las empresas transportistas en dichas áreas de control, para mantener la fiabilidad de las operaciones del sistema de transmisión interconectado “[134].

La desregulación del mercado eléctrico introduce la necesidad de separar parte de estos servicios complementarios de la propia venta de electricidad. Esta desregulación eléctrica distingue entre las actividades que se realizan en competencia (generación y suministro) de las que se mantiene reguladas (transporte y distribución) por su condición de monopolio natural geográfico. Las diferentes actividades son separadas legal y societariamente y, en algunas legislaciones, se establece la necesidad de propiedad independiente.

Cuando los agentes de generación tienen que operar de manera competitiva, con activos posiblemente diseñados para ser operados y retribuidos desde un sistema bajo el concepto de integración vertical de actividades, puede resultar complejo “separar” los referidos servicios complementarios que el sistema necesita para gestionarlos (de forma regulada o en competencia) sin reconocer adecuadamente su coste. Además, surge la posible controversia cuando la obligación de proporcionar el servicio condiciona o afecta a la producción de electricidad para su venta en el mercado. En este sentido, no resulta fácil identificar y segregarse los servicios complementarios que necesita el sistema para ser proporcionados por los agentes, y en lo posible de manera competitiva.

Los mercados de electricidad (energía y potencia) y de servicios complementarios del sistema resultan muy interdependientes. Los proveedores en ambos mercados afrontan nuevos retos en busca de un equilibrio entre vender electricidad al sistema y/o proporcionar los servicios complementarios que demanda el mismo (por ejemplo, proporcionar la reserva de potencia puede resultar incompatible con vender electricidad y viceversa). Esta realidad conlleva el desarrollo necesario de la regulación jurídica que permita desarrollar el mercado para los servicios complementarios a la par que se liberaliza el mercado para la electricidad, siempre que resulte técnicamente factible, a partir de las tecnologías de generación disponibles en cada sistema eléctrico en particular. En este ámbito, un planteamiento realista lleva a identificar no más de tres o cuatro servicios complementarios (“ancillary service packages”) que podrían ser objeto de transacción comercial en un mercado al efecto [133].

El modo de determinar, agrupar y comercializar los servicios complementarios es muy distinto en cada país, e incluso puede diferir en un mismo país de una región a otra. Estas diferencias tienen su origen, entre otros factores, en el distinto nivel de desarrollo del mercado eléctrico, así como del grado alcanzado de calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en cada país o región, a partir de las tecnologías disponibles de generación y la regulación técnica de su producción.

Los servicios complementarios relacionados con el control de la frecuencia y del equilibrio generación-demanda tienen que coordinarse de forma única para cada sistema eléctrico síncrono interconectado. Por ello, si el tamaño del sistema es significativo, dicha coordinación debe realizarse mediante acuerdos y procedimientos operativos que aplique a todos los TSOs interconectados [135].

La similar **clasificación** de los *ancillary services* (sistema interconectado en ámbito TSO y generación) que establece la FERC y Eurelectric ([134], [133]) resulta conceptualmente suficiente para identificar los potenciales servicios complementarios que, por similitud, los DER pueden o podrían, aportar al sistema

en el ámbito de la red de distribución. De este modo se identifican a continuación las seis agrupaciones principales, en donde de forma no limitativa se relacionan los principales servicios complementarios (ver Figura 7-14):

- **Programación y despacho (SD⁵⁴)** de los compromisos de generación y TSO/DSO para mantener la fiabilidad de la red como sistema eléctrico interconectado. La programación conlleva la gestión de las previsiones y compromisos anticipados a plazo y el despacho el control y gestión en tiempo real.
- **Control de frecuencia (FC⁵⁵)**: regulación primaria y secundaria (remote automatic generation; AGR⁵⁶), seguimiento de la carga y restauración de la frecuencia.
- **Servicios de protección del sistema**. Representan la regulación terciaria del sistema que incluye: la reserva rodante (SP⁵⁷) con interrumpibilidad del consumo; y la reserva fría (SR⁵⁸) de unidades de generación y consumo interrumpible.
- **Control de tensión (VC⁵⁹)**. Su objetivo es el mantenimiento de las tensiones en la red dentro de sus márgenes reglamentarios, mediante el control de los flujos de energía reactiva (inyectando o absorbiendo) y la regulación de las tensiones en las unidades transformadoras mediante tomas o consignas. Del mismo modo, con una serie de protocolos definidos sobre los flujos energía reactiva o del factor de potencia en las interconexiones TSO - DSO.
- **Control de estabilidad (EI⁶⁰)**. Servicios para mantener la seguridad y estabilidad del sistema a través del control de los desequilibrios entre producción y consumo. Incluye los servicios de respaldo o garantía de potencia, deslastres selectivos de carga, control de la potencia demandada o inyectada en el punto de conexión con el sistema y arranque autónomo (BS⁶¹).
- **Sistema de compensación de pérdidas (LS⁶²)**: sistema de compensación o asignación de las pérdidas en la red de transporte, entre generadores y los consumidores. Factores de pérdidas nodales. Compensación de pérdidas.

⁵⁴ SD: Scheduling and Dispatch, operación y despacho.

⁵⁵ FC: Frequency Control, control de frecuencia.

⁵⁶ AGR: Automatic Generation Control, control automático de generación.

⁵⁷ SP: Spinning Reserve, reserva rodante.

⁵⁸ SR: Standing Reserve, reserva fría.

⁵⁹ VC: Voltage Control, control de tensión.

⁶⁰ EI: Energy Imbalance, control de estabilidad.

⁶¹ BS: Black Start capability, arranque autónomo.

⁶² LS: Loss compensation System, sistema de compensación de pérdidas.

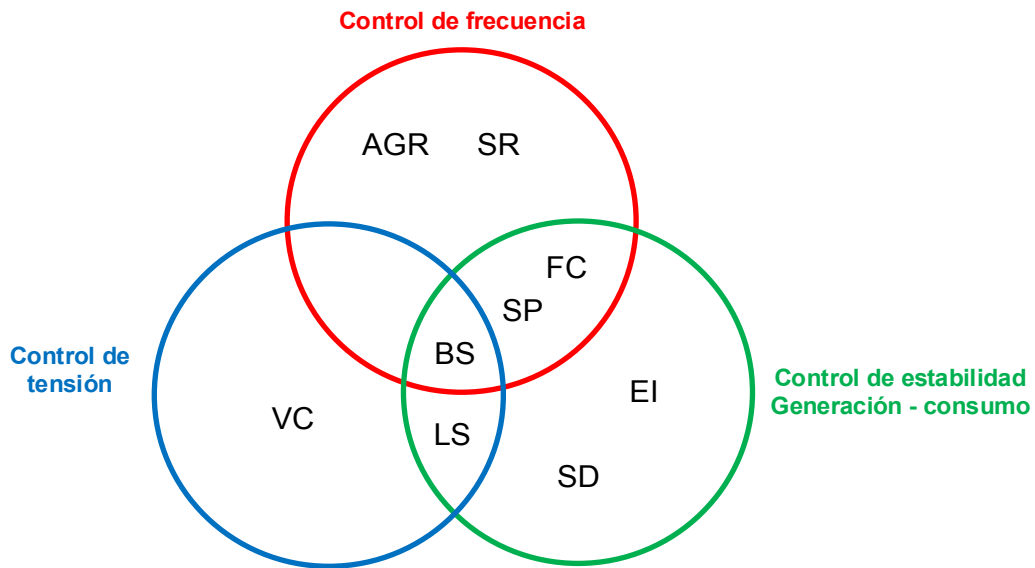


Figura 7-14: Agrupación de los principales servicios complementarios del sistema eléctrico desde la visión de la operación de red.

Fuente: Elaboración propia a partir de [133] y [134].

Desde un punto de vista técnico, es importante distinguir entre los servicios complementarios y servicios del sistema. Los servicios del sistema son todos los servicios que desde su operación y gestión (TSO y/o DSO) reciben los usuarios conectados al mismo. Los servicios complementarios son servicios adquiridos por el TSO/DSO de los usuarios del sistema con el fin de ser capaz de proporcionar los servicios del sistema, [61]. E igualmente desde el punto de vista del usuario final; a partir de determinados servicios del sistema el usuario puede optimizar la gestión eficiente de sus recursos energéticos y aprovisionar, en su caso, al sistema determinados servicios complementarios.

En base a dicha distinción, en el ámbito de la red de distribución y del desarrollo de la presente tesis, se denominan **Servicios del sistema de distribución (DSS⁶³)** aquellos que aporta el DSO a cada usuario conectado al sistema relativos a la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución, junto con la provisión de información e instrucciones de operación que le permiten la gestión eficiente de sus recursos energéticos. El desarrollo de estos DSS en un contexto de penetración de recursos DER y despliegue redes inteligentes será condición necesaria para el potencial desarrollo de los servicios complementarios en el ámbito de la red de distribución. A esta condición se añaden la propia capacidad de tecnológica del recurso DER, su compromiso de permanencia y el adecuado soporte regulatorio.

A continuación, la Tabla 7-5 muestra la distinta escala de responsabilidad de las principales funciones de los operadores del sistema (TSO y DSO) directamente relacionadas con la gestión de la red, a la vez que permite identificar los servicios complementarios en el ámbito de la red de distribución.

⁶³ DSS: Distribution System Services, servicios del sistema de distribución.

DSO	TSO
<p>Planificación y desarrollo de la red de distribución</p> <p>En su programación (medio – largo plazo) incorpora la conexión de los nuevos suministros (consumo), de la generación distribuida y además recursos DER, para asegurar el acceso eficiente de los distintos usuarios a la red.</p>	<p>Planificación desarrollo de la red de transporte</p> <p>En su programación (medio – largo plazo) incorpora la conexión de la generación y de los nuevos suministros (puntos de interconexión con la red DSO y consumo), y demás recursos DER, para asegurar el acceso eficiente de los distintos usuarios de la red</p>
<p>Operación de red:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Control de tensión (VC). • Planificación y coordinación con TSO y usuarios de las restricciones de red por mantenimiento programado (SD). • Restricción de la demanda por consumo y la DG en situación de emergencia (EI, BS) bajo la coordinación de TSO. 	<p>Operación de red:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Programación y despacho (SD). • Control de frecuencia (FC, RG). • Servicios de protección del sistema (SP, SR). • Control de estabilidad (EI, BS). • Control de tensión (VC). • Sistema de compensación de pérdidas (LS).

Tabla 7-5: Principales funciones de la operación y planificación del sistema intrínsecas a la gestión de red.

Fuente: Elaboración propia.

En un contexto de redes inteligentes esta evolución de los servicios DSS, desde la red a los DER y recíprocamente, de los servicios complementarios que pueden aportar los DER al sistema en el nivel de red de distribución, además de abrir nuevas líneas de negocio emergentes, contribuiría al despliegue de las directivas europeas relativas a la integración de los recursos DER en al planificar el y desarrollo de la red (Art. 25.7 Directiva 2009/72/EC, [63]), a la vez que se propicia la concreción de servicios del sistema que permitan aplicar medidas de mejora de la eficiencia energética a sus usuarios (Art. 15.1 de la Directiva 2012/27/EC, [130]).

Sin perder de vista el necesario equilibrio global entre la producción y el consumo (ver apartado 7.4), los DER desplazan parte de dicho equilibrio a los puntos de conexión en la red de distribución, propiciando nuevos servicios, desde (DSS) o hacia la red (Servicios complementarios), que le aportan flexibilidad a su gestión, contribuyendo a la seguridad y calidad de sus servicios, junto con la mejora en la eficiencia energética y económica para el sistema y sus usuarios.

En la Tabla 7-6 se identifican los posibles servicios complementarios del sistema en el nivel de red de distribución, así como los servicios del sistema de distribución, en su ámbito de operación y de planificación, en base a la clasificación de aquéllos realizada en el presente epígrafe. Se trata de un mapa conceptual de la gestión activa, o flexible, del sistema de distribución eléctrica donde se identifica la evolución de las funciones de planificación y operación de red; el intercambio de servicios entre los agentes y el mercado eléctrico; junto con el desarrollo tecnológico y regulatorio necesarios, en los tres ámbitos principales implicados: la propia red, la demanda por consumo y los recursos energéticos distribuidos, DER. En este sentido y como referencia, en color rojo se identifican los epígrafes correspondientes del presente capítulo donde se describe con detalle cada concepto.

NIVEL		RESPUESTA PASIVA DE LA RED	RESPUESTA "SEMI-RIGIDA" CON OPERACIÓN DE RED	GESTIÓN ACTIVA DE RED
PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE RED (Network Planning) 7.6.1		Criterio "Fit and forget" (F&F) Todo nuevo acceso (generación o consumo) resuelve sus condiciones de conexión en base a criterios de planificación 7.5.1.1	Criterio F&F con el apoyo de operación de red para resolver las posibles restricciones Soluciones <i>ad hoc</i> que amplían la capacidad planificada, en base a la condición operativa de la red 7.5.1.2	Criterio "Connect and manage" 7.5.1.3 Soluciones que combinan la planificación y operación de red junto con la capacidad de la generación o consumo de contribuir a su estabilidad, mediante servicios complementarios liquidables en el mercado eléctrico 7.5.2, 7.6.1.1, 7.6.1.2 y 7.6.1.3 Criterios de acceso y conexión que incorporan a la operación de red los sistemas de operación y gestión de DER. 7.6.2.1 Apoyo mutuo y flexible entre TSO y DSO en el ejercicio de sus responsabilidades. 7.6.2.5 Nuevo sistema de servicios auxiliares para DSOs, establecidos desde el mercado mediante códigos de red. 7.6.2.4 y 7.6.2.6
	PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DE RED (Gestión de la seguridad de la red como sistema) 7.6.2	Reducido control y baja observabilidad sobre DER, normalmente ubicado a nivel del TSO 7.6.2.2 y 7.6.2.3 Ausencia de reglamentación que regule la posible contribución de la GD renovable a la calidad y seguridad del servicio	La generación es desconectada bajo determinadas condiciones de restricción al acceso (avería, contingencia o emergencia de la red) 7.3.3 y 7.3.5 Control activo de la tensión de red. Códigos de red para DER en base a su capacidad para regular la tensión y el factor de potencia en su punto de conexión con la red	
Intercambio de SERVICIOS entre Agentes en el mercado eléctrico 7.6.2.6	Reducido intercambio de información entre TSO/DSO y Consumo/DER (las pequeñas instalaciones no envían información)	Elevado volumen de intercambio de información y servicios entre TSO/DSO y DER(^)	Intercambio de información y servicios organizado para la condición autónoma (off-line) y para la que se precisa en tiempo real (*) Establecimiento de requisitos e interfases estandarizados 7.6.2.4 y 7.6.2.5	
DESARROLLO TECNOLÓGICO Y REGULATORIO	RED	Control limitado de la capacidad, y escasa visualización de los puntos de conexión (normalmente sólo en MAT) Sistema SCADA en MAT, AT y MT; DMS en BT	ANM: incremento del nivel de monitorización y control en AT y MT, vía TIC. Scada/DMS incorporan medidas y mando en el punto de conexión de nuevas instalaciones DER y grandes consumidores	Mayor grado de visualización de la red. Monitorización y control alcanza nivel BT, vía TIC. Sistemas activos de gestión avanzada de la red distribución (ADSM) en un entorno Smart grid Servicios del sistema de distribución (DSS) 7.6.2.4
	Consumo	Demanda "semi-rígida" ante señales de precio kWh Hábitos horarios y estacionales Contratos de grandes consumidores con cláusulas de interrumpibilidad	De tarifas reguladas a precios de mercado (clientes con capacidad de elegir) Comercialización	DSM y DR Smart meters Autoconsumo Balance neto Tarifas flexibles Gestores de demanda agregada
	DER	Sin capacidad de control sobre factor de potencia Almacenamiento y vehículo eléctrico no desarrollados	Sistemas de protección GD mejorados. Inversores con capacidad de control de tensión y del factor de potencia. Capacidad para recibir consignas del DSO	Especificaciones configurables en ámbito protecciones, aportación a la falta, huecos de tensión... Capacidad de gestionar las consignas de operación ofreciendo Servicios complementarios de red 7.6.2.4 Incorporación a gran escala del almacenamiento (DS) y vehículo eléctrico (EV). Gestores de recarga. Gestores de generación agregada

Tabla 7-6: Mapa conceptual de los sistemas avanzados de distribución eléctrica en su evolución desde la gestión clásica de la red hacia su gestión activa (ADSM).

Fuente: Elaboración propia.

7.6.2.5 Planificación de la operación del sistema de distribución

Los principios de funcionamiento del mercado eléctrico pueden actuar mientras la operación del sistema se mantiene en estado normal, que es lo habitual, o en estado de alerta. El operador del sistema de distribución (DSO) debe actuar para reconducir el estado de alerta o de emergencia (control directo —deslastres selectivos de carga y/o DG-, o indirecto —servicios complementarios de red-) sobre la generación o el consumo en base a condiciones definidas y preestablecidas. Estas actuaciones específicas deben ser predecibles y transparentes al estar reguladas contractualmente o en la propia legislación. Por su naturaleza, estas actuaciones deben ser de carácter temporal mientras DG y/o carga no puedan abastecer los servicios necesarios para reconducir la operación de la red a su estado normal. En la Figura 7-15 se representa la zona de operación de red segura o en alerta compatible con el funcionamiento del mercado eléctrico.

Los estados de alerta no coinciden necesariamente en el tiempo en los sistemas de red de transporte y de distribución. Por ello, el análisis anticipado del estado de la red por parte del DSO para planificar la operación, como el análisis y control por parte del TSO, resultan imprescindibles en ámbitos de red con elevada penetración DER con el fin de incentivar su despacho en el mercado de forma compatible con la realidad operativa del sistema eléctrico (generación, transporte, distribución y comercialización).

A continuación, en la Figura 7-15 se ilustran de forma esquemática dichas funciones del DSO en su planificación de la operación de la red o planificación operativa del DSO, en su interacción en el sentido antes señalado con los agentes en el mercado eléctrico y el TSO.

Estas **funciones de planificación de la operación de red** -ver en extracto en la Figura 7-15- se realizan de forma sucesiva en el tiempo y se concretan en las siguientes etapas:

- Gestión de la capacidad operativa disponible en la red
- Gestión de la seguridad y estabilidad de la red
- Control de tensión
- Control de situaciones imprevistas de explotación en isla
- Procedimientos coordinados de operación TSO –DSO en estado de emergencia
- Análisis del comportamiento de la red y de la coordinación entre agentes.

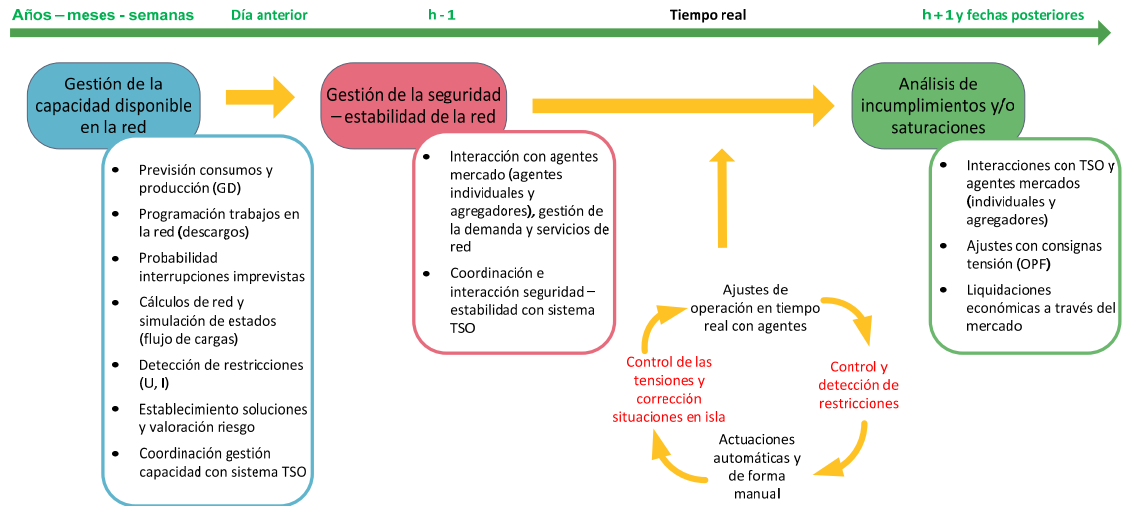


Figura 7-15: Planificación de la operación DSO y sus interacciones con TSO y agentes del mercado eléctrico.

Fuente: elaboración propia, a partir de [61].

En los siguientes epígrafes se desarrollan las funciones referidas en el ámbito temporal hasta el tiempo real y a posteriori.

Desde esta visión, la red de distribución mejora su capacidad de planificar la operación, así como de anticiparse al posible deterioro de su seguridad, en diferentes momentos y ámbitos geográficos, y estaría evolucionando hacia el concepto de **gestión activa del sistema de distribución** (ADSM, por sus siglas en inglés) que se apoya en una realidad de redes inteligentes (ver Tabla 7-4 y, Tabla 7-5).

7.6.2.5.1 Gestión de la capacidad operativa disponible en la red

Sobre la red en explotación, o previsiblemente disponible y en servicio, en su planificación operativa el DSO analizará su comportamiento a partir de su mejor previsión de consumos, en base a su histórico de cargas, la evolución vegetativa y no vegetativa de la demanda, el efecto de la temperatura (previsión meteorológica), al menos en dos escenarios o épocas del año, verano e invierno, e incorporando la producción esperada de la generación distribuida.

Esta planificación debe contemplar los trabajos programados sobre la red de distribución, así como los programados en la red de transporte que puedan afectar a la misma.

Las distintas gamas de mantenimiento, junto con el estado de los distintos equipos y componentes, y la fiabilidad registrada de los mismos permitirán identificar los principales riesgos (tipo avería y alcance), condición del equipo y probabilidad de ocurrencia.

Desde la simulación de estados probables y análisis de las posibles contingencias (flujo de cargas), se detectan las restricciones de red para establecer las posibles acciones preventivas en base al riesgo asumible sobre la seguridad y calidad del suministro.

Esta planificación a largo plazo de la operación se realiza en estrecha coordinación con el calendario de puesta en servicio efectiva de los desarrollos de red planificados (horizonte plurianual entre cinco y diez años), así como con la conexión a la red de los nuevos agentes o usuarios con un horizonte entre uno y cinco años vista.

7.6.2.5.2 Gestión de la seguridad y estabilidad de la red

La gestión de la seguridad y estabilidad de la red como sistema de distribución permite resolver las limitaciones técnicas operativas previas o durante la operación en tiempo real (ver Figura 7-13)). Para ello, resulta clave la disponibilidad y oferta al DSO de posibles servicios complementarios, a partir de los DER disponible (producción DG, demanda flexible y almacenamiento energético), mediante mecanismos de mercado, de libre acuerdo o regulados, que permitan resolver las restricciones técnicas a nivel de distribución.

La disponibilidad de estos servicios nace en las condiciones de acceso y conexión del agente, contribuyendo al desarrollo ordenado y eficiente de la red, lo que configura una gestión integral de la capacidad de la red, desde los oportunos desarrollos reglamentarios.

Desde la regulación primaria, secundaria y terciaria, el TSO realiza la contribución al control de frecuencia a través del sistema interconectado al que pertenece. La estabilidad y seguridad del conjunto del sistema requiere una estrecha coordinación entre el DSO y el TSO.

En la actualidad, el TSO activa los servicios complementarios del sistema que serán proporcionados al TSO por los agentes previamente establecidos. El conjunto de actuaciones que completan la operación planificada de la red de transporte para asegurar el control de frecuencia y resolver las restricciones y dificultades técnicas, con el fin de preservar la seguridad del sistema, se liquida económicamente a través de operaciones específicas en el mercado a día vista y en el intradía.

En el futuro, generadores distribuidos y cargas flexibles deben ser capaces de ofrecer este tipo servicios complementarios, de forma individualizada o por agregación, al DSO. Como servicios complementarios al sistema DSO-TSO, los agregadores podrán ofrecer la flexibilidad pactada o regulada sobre la demanda y la generación por parte de los consumidores y productores en su cartera. Dado el tamaño de muchas de las instalaciones generadoras o receptoras, en una primera fase puede resultar más eficaz a través de consignas a las principales instalaciones conectadas a la red. En este nuevo contexto, el DSO necesita tener la visibilidad necesaria sobre los puntos de conexión para poder validar en tiempo real sus necesidades operativas y así optimizar la explotación de su red en las condiciones de calidad y seguridad establecidas)

7.6.2.5.3 Control de tensión

El control de tensión es un servicio complementario del sistema, gestionado por los operadores de red, con el fin de mantener la tensión en sus redes dentro de los límites reglamentarios establecidos (normas calidad y seguridad del suministro) y minimizar los flujos de potencia reactiva y como consecuencia, las pérdidas técnicas.

Los límites de tensión establecidos en el estándar europeo norma EN 50160 son $\pm 10\%$ del valor de la tensión nominal, al menos el 95% de las medidas promediadas cada 10 minutos en el periodo de una semana.

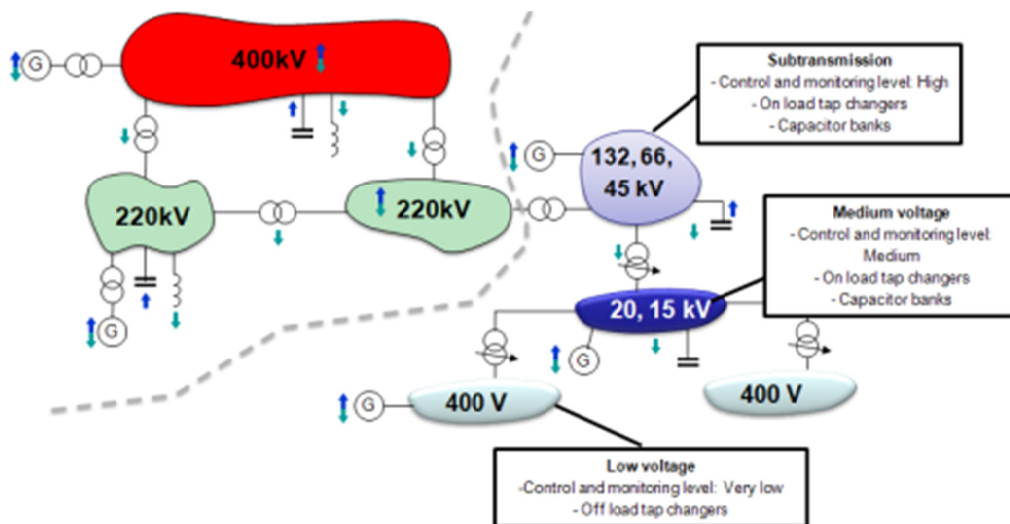
En España, los límites de tensión, frecuencia y calidad de onda en la red de transporte se establecen en el P.O 1.4 "Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema" [132], en su estado normal y de emergencia. Para la red de distribución los límites de tensión se establecen en el artículo 104, punto 3, del RD 1955/2000, siendo del $\pm 7\%$ del valor de la tensión nominal.

Las herramientas de operación para el control de tensión en la red de transporte se basan en: las consignas de tensión a los generadores; el cambio de configuración de red (apertura de líneas); la

tensión de consigna en las tomas de las unidades transformadoras; y la compensación de reactiva, mediante baterías de condensadores o reactancias.

En la red de distribución, mallada o radial, MAT, AT y MT, dicho control se realiza mediante las siguientes herramientas: el establecimiento de tensiones de consigna en las transformaciones en los puntos frontera con la red de transporte (optimizando las tensiones y flujos de reactiva y pérdidas, a partir del OPF) y su regulación posterior en carga; programas de conexión desconexión de baterías de condensadores; análisis de la generación distribuida y del comportamiento de los consumidores con factor de potencia inadecuado en su punto de conexión con la red; monitorización y seguimiento de los flujos de energía reactiva; supervisión y tratamiento de alarmas del sistema por tensión inadecuada; reforzar la red o instalar medidas preventivas o correctivas. En la red BT mediante baterías de condensadores y ajustes en las tomas fijas, regulables sin carga, en los transformadores MT/BT.

A medida que aumenta la penetración de la DG en las redes AT y MT, el control de tensión requiere la introducción adicional de herramientas o recursos dinámicos, incluido el control de tensión (consigna de tensión) y la regulación del factor de potencia (consigna del factor de potencia o de potencia reactiva). Como consecuencia, resulta cada vez más compleja la gestión de la seguridad de la red, que se inicia al gestionar la capacidad disponible en servicio para los usuarios de la misma, y culmina en la operación en tiempo real, controlando niveles de tensión, detectando y corrigiendo la restricciones y situaciones de isla y, como consecuencia, manteniendo el control sobre los flujos de energía reactiva en la red (ver Figura 7-16).



MAT/AT	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de regulación de la generación. • Transformadores de potencia con tomas fijas y regulación en carga. • Cambio configuración de red (apertura líneas). • Baterías de condensadores y reactancias.
MT	<ul style="list-style-type: none"> • En subestaciones MAT-AT/MT, transformadores de potencia con regulación en carga, con consigna de tensión en el nivel MT. • Reguladores de tensión en líneas MT. • Baterías de condensadores.

BT	<ul style="list-style-type: none"> • Transformadores MT/BT con tomas de regulación sin carga. Actuaciones puntuales para compensar el nivel de tensión en MT. • Baterías de condensadores para mejorar factor de potencia en consumidores individuales MT y BT, o bien, para reducir pérdidas en red MT al compensar en la transformación MT/BT.
-----------	--

Figura 7-16: Esquema básico del control de tensión tradicional en el sistema eléctrico, TSO y DSO.

Fuente: Elaboración propia a partir de [61].

Los valores característicos de las líneas de distribución (Tabla 4.6.), determinan un mayor ratio R/X (resistencia/impedancia) a medida que se reduce el nivel de tensión de distribución. Por este motivo, a diferencia de la red de transporte, resulta menos efectiva la inyección o el consumo de energía reactiva en la red de distribución para el control de sus tensiones.

Nivel de tensión	k = R/X	R (Ω/km)	X (Ω/km)
400 V	4,44	0,400	0,090
20 kV subterráneo	2,29	0,270	0,118
20 kV aéreo	1,065	0,426	0,400
66 kV	0,31	0,119	0,386
132 kV	0,175	0,072	0,410
220kV	0,146	0,046	0,315
400 kV	0,097	0,027	0,277

Figura 7-17: Valores típicos del ratio R/X en función del nivel de tensión

Fuente: [136]

Como consecuencia, en ámbitos de alta penetración de generación distribuida, la potencia activa se convierte progresivamente en la variable más sensible para el control de la tensión en redes de MT y BT, al resultar en líneas de alto ratio R/X más efectiva la variación de potencia activa sobre la tensión que la variación de la potencia reactiva.

Esta característica estructural de la red limita la posible contribución de la DG al control de tensión en los niveles MT y BT a través del cumplimiento de la consigna del factor de potencia en el punto de conexión a la red [61]. Dadas las características técnicas referidas de la red, su efectiva contribución al control de tensión vendrá condicionada por su capacidad para mantener consignas de tensión o de energía reactiva en el punto de conexión a la red (ver Capítulo 8).

Por ello, aunque el control de tensiones mediante consigna de tensión resulta más preciso o eficaz que mediante consigna de factor de potencia, aquella es más difícil de establecer por la capacidad efectiva de cumplirla por parte de la tecnología DER (capacidad para variar la potencia activa/reactiva, y/o de acumulación del recurso primario o de energía), y de compensar, en su caso, el efecto estructural de las características propias de la línea de evacuación de su producción eléctrica con la que se conecta al sistema.

Para ilustrar este efecto, en la Figura 7-18 se representa el registro de la potencia activa y reactiva en el punto de conexión con la red AT de la línea de evacuación de un parque eólico en servicio en España,. Sin viento o con poca generación el conjunto de generación (parque eólico y su línea de evacuación) inyecta en torno a 20 MVA capacitivos en el punto de conexión con la red.

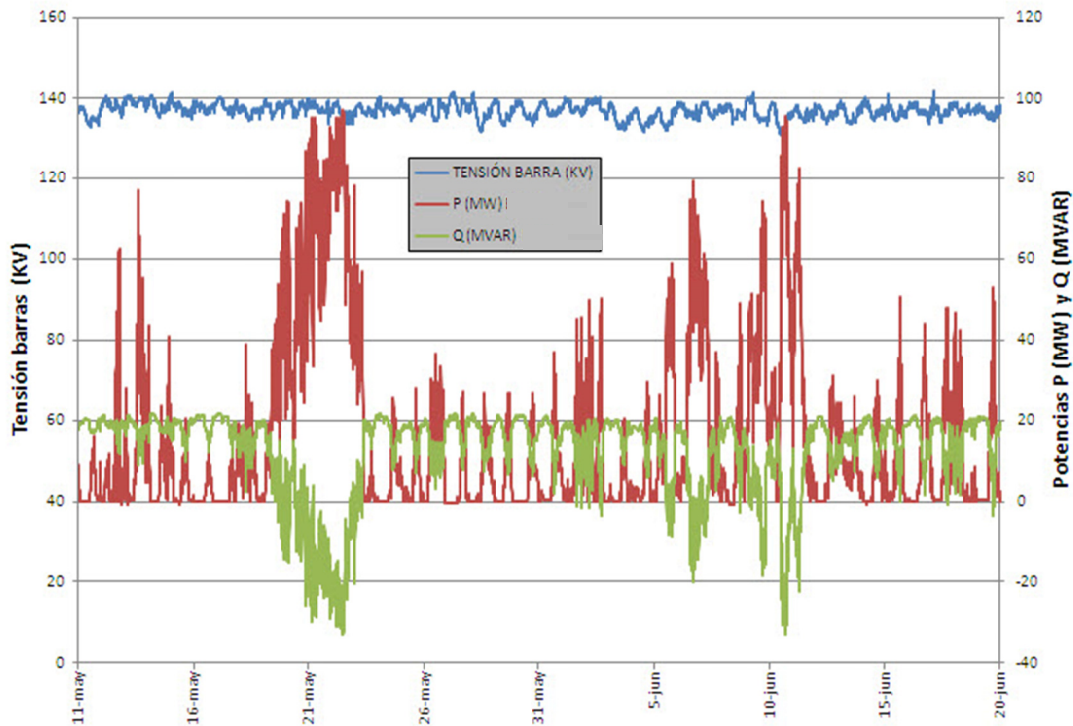


Figura 7-18: Evolución de las potencias activa y reactiva en el punto de conexión a la red de distribución AT de un parque eólico y el efecto de su línea de evacuación hasta el punto de interconexión con la misma.

Fuente: elaboración propia.

A medida que aumenta la generación eólica con un factor de potencia de 0,98 inductivo (absorbe Q) a la salida del parque y la carga de la línea (absorbe Q), el conjunto de generación pasa de un comportamiento capacitivo a inductivo, sólo mientras se mantiene dicha generación. En momentos de baja o nula producción eólica, este efecto se traduce o en la elevación de la tensión a la salida del parque y en la reducción del margen operativo de regulación de tensiones en la red, a fin de mantenerla en sus márgenes reglamentarios en el punto de interconexión en este caso en la barra AT de una subestación de distribución. Este es el motivo por el que resulta necesario establecer la consigna del factor de potencia de la instalación productora en el punto de interconexión con la red (en España se establece en el RD 1565/2010, [137]).

En los niveles MAT-AT, los TSO-DSO son capaces de mantener la tensión dentro de los estándares de seguridad mediante el control de los flujos de energía reactiva. En ellos, en estado normal la potencia activa no influye de forma considerable en la variación del nivel de tensión. Sin embargo, en los niveles de media y baja tensión las variaciones de potencia activa por evacuación de la DG provocan incrementos de la tensión. Con ello, la generación distribuida modifica el perfil de tensiones en la línea sobre la que evacua su producción eléctrica, especialmente en líneas de elevada longitud. Ambos escenarios, con o sin DG deben ser analizados en la fase de informe de capacidad del punto de conexión previsto. El control sobre el factor de potencia en estos casos puede ayudar a compensar el efecto de la potencia activa pero, como antes se ha señalado, puede no resultar suficiente para neutralizarlo.

7.6.2.5.4 Evolución comportamiento capacitivo de la red MAT

A las dificultades enunciadas para el control de las tensiones en ámbitos de alta penetración DG-DER, se añade la evolución de los sistemas TSO y DSO hacia un comportamiento más capacitivo en su conjunto, incrementando los niveles de tensión. Esta tendencia tiene su origen en distintas razones técnicas y

económicas entre las que cabe señalar: la reducción de la intensidad a través de la red de transporte por la incorporación creciente de DG en niveles de distribución, tendencia acrecentada en particular en España por descenso de la demanda como consecuencia de la crisis económica que atraviesa; y el soterramiento progresivo de líneas MAT y AT por cuestiones asociadas al ordenamiento del territorio. Ver Figura 7-19, donde se ilustra la referida tendencia.

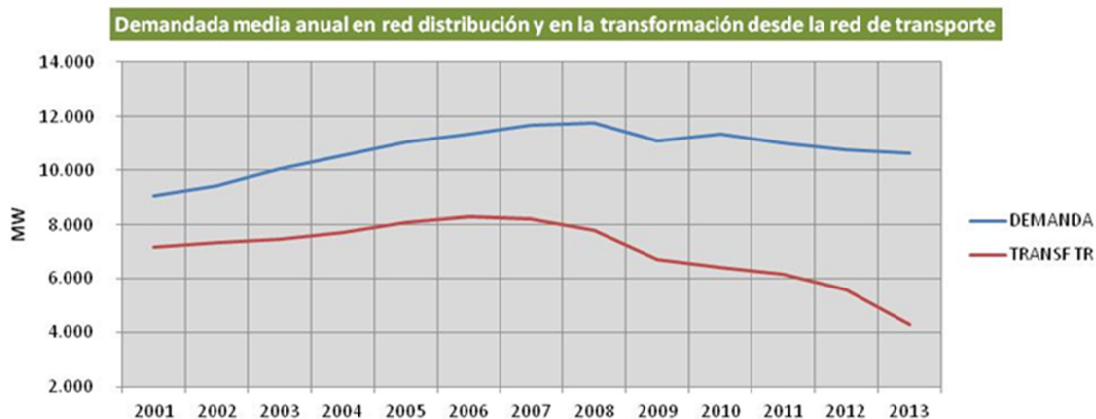


Figura 7-19: Evolución 2001 – 2012 (2013 prevista) de la demanda de una empresa de distribución eléctrica española, agregada en barras de central y registrada en la transformación MAT/AT-MT en su interfase con la red de transporte.

Fuente: elaboración propia.

Como consecuencia de la menor intensidad de corriente en las líneas de transporte, éstas presentan un comportamiento más capacitivo en un mix de generación en el que se reduce la capacidad de regulación de las tensiones con generación ordinaria al resultar desplazada por la DG. A ello se añaden los nuevos diseños impuestos para la red MAT en zonas urbanas y sus conexiones a la misma, que incorporan cables subterráneos lo que conlleva un comportamiento capacitivo en permanencia, lo que a su vez requiere la instalación de reactancias compensadoras.

En la operación óptima del sistema, las consignas de energía reactiva en las interconexiones entre la red de transporte y de distribución para el control de tensión son cada vez más exigentes y están orientados a que en cada nivel de tensión se gestione la energía reactiva sin transferirla o apoyarse en otros niveles de tensión, es decir, procurando generarla donde se consume y consumirla donde se genere.

7.6.2.5.5 Contribución de los usuarios de la red al control de tensión

Como antes se indicó la generación distribuida está llamada a una progresiva contribución en el control de tensiones. Las nuevas tecnologías de generación son capaces de absorber la energía reactiva y, con ello, pueden aportar servicios en dicha contribución. En este ámbito se sitúan las pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicas y de biomasa, así como la electrónica de potencia en los inversores de las instalaciones fotovoltaicas. Estos inversores hasta la fecha no participan en el tema, pero tiene capacidad para absorber energía reactiva y actuar sobre la frecuencia en determinadas condiciones. En este sentido, los DER podrían contribuir en el comportamiento dinámico de la red en huecos de tensión o contribución al despeje de faltas modificando la potencia activa o reactiva inyectada, en base a condiciones preestablecidas de coordinación de protecciones y dinámicamente configurables, de modo semejante al actual control de frecuencia que opera a nivel de transporte.

Esta nueva especificación del comportamiento estático y dinámico de la instalación generadora en la entrega de su producción eléctrica a la red, debe tener su adecuado tratamiento en el mercado eléctrico

como servicios complementarios a la red, como condiciones obligatorias en la autorización de conexión, o bien, ofertados en base a los recursos adicionales disponibles de generación, así como en la condición de conexión, firme o no firme, en base a su tecnología.

7.6.2.5.6 Control de situaciones imprevistas de explotación en isla

En el estado normal de red en ámbitos de alta de penetración de DG se puede originar la situación imprevista de explotación en isla de un ámbito de la misma, cuando los sistemas de protección de la generación distribuida no detectan tal condición, por ejemplo, tras la apertura del interruptor en cabecera de la línea de distribución a la que se conectan y dicha generación es capaz de abastecer la demanda de consumo (ver apartado 7.3.4.5).

Estas situaciones no programadas y sin los controles necesarios de tensión y frecuencia pueden poner en riesgo la seguridad de las personas que trabajan en el mantenimiento o en la operación local de red, así como para equipos conectados a la misma.

En ámbitos de la red de distribución con elevada presencia de instalaciones de producción eléctrica fotovoltaica, el principio de funcionamiento durante la situación de isla viene determinado por el comportamiento de los inversores como fuente de intensidad, no de tensión. Es decir, en el punto de interconexión con la red de distribución la planta fotovoltaica no intenta mantener un valor de tensión, sino dar salida a la potencia aportada por los paneles. Si la generación es excesiva, intentarán elevar la tensión hasta que la evacuación de producción eléctrica sea suficiente. En este sentido, señalar que los paneles fotovoltaicos son capaces de generar tensiones superiores al 200% de la tensión nominal. Sin embargo, en el ámbito de red de distribución en estado de explotación normal, si la generación y el consumo son similares, el valor de tensión resultante estará dentro de márgenes exigibles.

Además, se añade el comportamiento de las funciones de control y protección de las plantas de generación fotovoltaica, integradas en cada inversor del que pueden existir decenas en cada huerto fotovoltaico, sin coordinación entre sí, sin supervisión de un sistema central, y con diferente funcionamiento según su fabricante, cuya verificación en el laboratorio no reproduce las posteriores condiciones de operación del inversor en una red de distribución. Como consecuencia, cuando se produce, por ejemplo, la apertura del interruptor de cabecera de una línea de distribución MT, bien por actuación de sus sistemas de protección o bien por mando desde el centro de control de red, la situación de explotación en isla es posible siempre que el nivel de generación sea similar al consumo en el momento de la apertura. La isla puede mantenerse muchos minutos. Los sistemas anti-isla de los inversores fotovoltaicos fallan por la interacción entre varios inversores. En determinadas circunstancias, no es posible detectar la isla con la tecnología actual de protecciones, ni del inversor ni del punto de conexión a la red, con ajustes que, al mismo tiempo, permitan el funcionamiento normal de la planta fotovoltaica.

Por ello, resulta crítica la adecuada coordinación entre los sistemas de protección de la red y los propios de la generación distribuida para evitar las referidas situaciones de riesgo y posibles daños en la resincronización. La coordinación entre dichos sistemas es objeto de análisis y normalización en Europa entre fabricantes de equipos y operadores de red.

En España, la Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985 [118] regula la aplicación del mecanismo de teledisparo de la DG, y por extrapolación de los recursos DER, desde los sistemas de control y protección de la red de distribución para evitar la situación imprevista de formación de islas de explotación. Su limitación radica en la imposibilidad de poder dar respuesta a las distintas situaciones de topología de red, ajustándose a la situación más probable. A ello se añade que se trata de equipos que no evolucionan con la red y, como consecuencia, al quedar su funcionalidad obsoleta, terminan quedando

fuera de servicio. De nuevo, en este ámbito se pone de manifiesto la necesaria evolución iniciada hacia el concepto de gestión activa de la red como sistema, en la que la generación DER participa.

En la red pasiva, la DG se desconecta ante cualquier perturbación en la misma y espera el restablecimiento de los requisitos de seguridad (restricciones de desigualdad). Este comportamiento prudente en ámbitos de alta penetración DER puede resultar incluso contraproducente cuando afecta a los requisitos de funcionamiento (restricciones de igualdad) ampliando el problema de inestabilidad que se podría resolver con la adecuada participación de la generación distribuida, o los recursos DER. Por ello, se debe seguir avanzando en la normalización de equipos que, desde la actuación coordinada de los sistemas de protección, permitan la participación predecible de la generación DER en la estabilidad y seguridad del sistema, evitando la formación incontrolada de islas de red.

7.6.2.5.7 Procedimientos coordinados de operación TSO – DSO en estado de emergencia

Agotadas las actuaciones desde la operación de red para el reparto de flujos de carga y servicios complementarios de red, cuando la red entra en estado de emergencia, para evitar su colapso por actuación de sus sistemas de protección el operador adopta determinadas medidas tendentes a evitar el cero zonal, nacional o internacional (Ver apartado 7.6.2.3).

En la red de distribución las medidas extraordinarias y temporales aplicables son dos: la desconexión ordenada de cargas (deslastres programados y selectivos) o de limitación-desconexión de la generación distribuida.

Cuando la estabilidad del sistema en su conjunto está en riesgo, cualquier actuación solicitada por el TSO que afecte a los usuarios de la red de distribución (generación y/o consumo) debe materializarse a través del DSO, actuando ambos operadores de forma coordinada con visión de conjunto para salvaguardar la estabilidad del sistema.

7.6.2.5.8 Análisis del comportamiento de la red y de la coordinación entre agentes

Las funciones de la planificación de la operación de red se completan con los análisis a posteriori del comportamiento de la misma y de las actuaciones de los agentes, junto con la comprobación de la adecuación y funcionamiento de los procedimientos de coordinación establecidos entre los mismos, con alcances sobre las liquidaciones económicas del mercado eléctrico.

Dentro de esta función se incluye la evaluación del riesgo predecible de grandes incidentes y planes de contingencia, así como el análisis de los mismos para posteriores tomas de decisión por parte de los agentes, el organismo regulador y las autoridades competentes.

7.6.2.6 Intercambio de información entre los agentes y el mercado

Para la evolución identificada hacia una gestión activa del sistema eléctrico, en particular en el ámbito de la red distribución, que permita la materialización de nuevos servicios complementarios y una gestión más eficiente de los recursos conectados al mismo, resulta indispensable la mejora y desarrollo en el intercambio de información entre los agentes o usuarios de la red y el mercado, base de los Servicios del sistema de distribución (DSS).

En el contrato de acceso se establecerán las condiciones requeridas para el intercambio de información eficaz y ordenado en base a las condiciones operativas básicas en función del estado de la red, por ejemplo, en operación autónoma (estado normal) y en tiempo real (estados alerta, emergencia o reposición).

A título meramente enunciativo y no limitativo, a continuación se establece el marco de referencia en la evolución de necesidades de información subyacentes en esta evolución prevista que, a su vez, requerirá del necesario soporte de las tecnologías de la información y telecomunicaciones (TICs) para las interfaces estandarizadas que se establezcan.

En la actualidad el nivel de intercambio de datos e información en tiempo real entre DSO, TSO y grandes usuarios (generación y/o consumo) es reducido. La operación segura de los sistemas con alta penetración DER exige el intercambio organizado y estructurado referido, en tiempo real o próximo al mismo y, como consecuencia, la mejora de la supervisión y visualización de los puntos en los que se conectan a la red los usuarios (generación y consumo).

En la Figura 7-20 se incluye la referida evolución de necesidades de información, desde la perspectiva de los agentes conectados a la red de distribución.

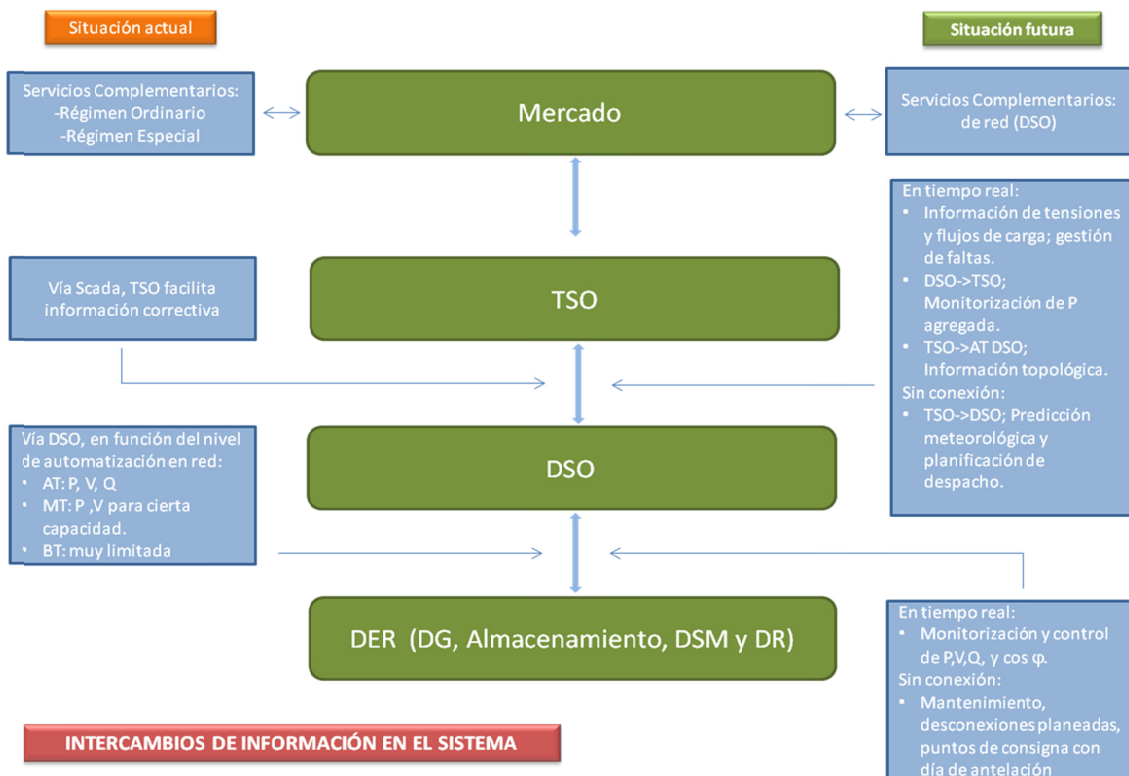


Figura 7-20: Intercambio de información entre los agentes y en el mercado desde la visión de los recursos DER conectados en la red DSO.

Fuente: elaboración propia a partir de [61].

Los datos e información a intercambiar dependerán del tamaño de la instalación generadora o receptora. Esta información transparente para el TSO y DSO, permitirá, a su vez, los intercambios necesarios entre ambos. Por otra parte, la información en tiempo real en los puntos frontera entre el Transporte y la Distribución sobre la energía activa y reactiva resultan fundamentales para el TSO a fin de facilitar la operación segura del sistema, y para el DSO en el ámbito de la red de distribución con funciones de subtransporte o subtransmisión.

En función de su tecnología y características, en la actualidad los generadores conectados en el nivel de transporte para poder prestar el servicio de regulación secundaria mantienen intercambio de información con TSO. Esta información incluye su programación y compromisos de capacidad, lo que

permite al TSO asegurar el equilibrio del sistema, desde la garantía de que dicha programación es técnicamente posible.

De modo similar, en sistemas de distribución con alta penetración de DG, el DSO necesitará información sobre previsión horaria de producción del DG para poder anticipar su despacho, desde la mejora de su visibilidad, propiciando su contribución en tiempo real, o próximo al mismo, de la red de distribución, incorporando sus restricciones operativas de red (ADSM). De forma equivalente, cabría establecer las consignas para la demanda flexible por consumo, DSM y DR.

No obstante, el tamaño y el número de agentes establecerán un modo distinto de interrelación con el transporte y con la distribución. En el ámbito de la red de distribución, dado el tamaño de muchas de las instalaciones generadoras o receptoras, en una primera fase las interfaces puedan resultar más eficaces a través de consignas a las principales instalaciones conectadas a la red. En un contexto de redes inteligentes, se podrá plantear a través de un agente "agregador". Por otra parte, bajo este supuesto, puede ocurrir que una zona gestionada por un agregador pueda no corresponder con el ámbito de red de un determinado DSO. De forma recíproca, el agregador podría no incorporar determinadas previsiones de grandes consumidores cuya capacidad y condición pueden pactar directamente con el DSO referido.

Además de ampliar la visualización y control de la red, este intercambio de información al DSO también le permitirá mejorar la gestión de sus activos y la planificación del desarrollo de los mismos, permitiendo un uso más eficiente de sus redes, preservando en todo momento la continuidad y calidad del suministro eléctrico a las que está obligado frente a los usuarios conectados a su red.

7.6.3 Cobertura de la demanda en sistemas avanzados de distribución eléctrica

Como colofón del presente Capítulo, la Figura 7-21 ofrece el mapa conceptual del abastecimiento eléctrico para satisfacer las necesidades asociadas a su demanda, suministrada a través del sistema eléctrico avanzado de red, en un contexto en el que coexisten actividades reguladas y en libre competencia, dentro del marco jurídico que establece la regulación eléctrica.

Así mismo, la Figura 7-8 muestra una visión macro de los contenidos tratados en el presente capítulo. Los conceptos sintetizados asociados al basamento o soporte que representa el marco regulatorio han sido desgranados a lo largo de los capítulos 2, 3 y 4. El funcionamiento operativo del Sistema Eléctrico se ha abordado en el presente capítulo para identificar los servicios complementarios y servicios del sistema en los que los recursos DER tienen potencial participación (Tabla 7-4), principalmente en el control de tensiones y de las situaciones imprevistas de operación en isla, con alcance sobre la planificación y operación de la red (Tabla 7-5) y el intercambio de información entre los agentes y el mercado (Figura 7-20).

Se identifican las etapas y funciones en el mercado de electricidad, que discurren en el tiempo de forma simultánea con las funciones y responsabilidades correspondientes de gestión de la red (Capítulo 7), que opera el transportista y el distribuidor, al actuar de meros facilitadores detrás de la escena para asegurar la cobertura de la demanda con calidad y eficiencia (Capítulo 3), así como su efecto sobre las transacciones mercantiles en el mercado eléctrico (Capítulo 4). Así mismo, se ubican los servicios complementarios del sistema, administrados por los operadores de red, que son proporcionados por, o para, los agentes a través del mercado, mediante transacción comercial regulada o en libre competencia (Capítulo 7).

Los ámbitos relativos al mercado eléctrico, cobertura de la demanda, marco regulatorio y el sistema de transporte, resultan de referencia obligada por su interacción con el sistema de

distribución en el desarrollo de la presente tesis, pero su análisis, funcionamiento y evolución quedan fuera de su alcance. Esta evolución o adaptación a la nueva realidad referida del sistema eléctrico, es motivo de distintas iniciativas y líneas de investigación en Europa de coordinación de la reglamentación, así como de los correspondientes procedimientos operativos.

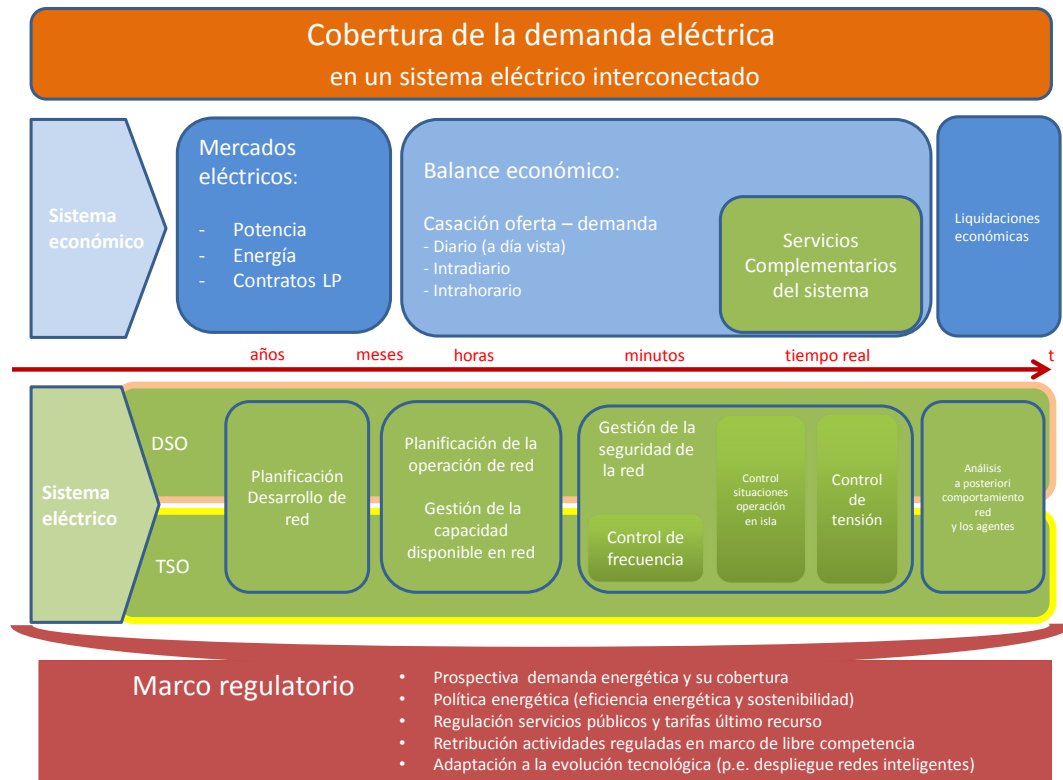


Figura 7-21.: Mapa conceptual del abastecimiento de la demanda de electricidad en un contexto de sistema avanzado de distribución eléctrica

Fuente: elaboración propia

7.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 7

En el presente Capítulo se ha podido comprobar cómo la falta de flexibilidad en el acceso a la red (generación o consumo) establece limitaciones a su capacidad, por lo que las condiciones de conexión pueden representar otra barrera técnica para integrar los recursos DER en su normal operación, así como en su planificación y desarrollo. Esta flexibilidad viene condicionada, o puede condicionar, las especificaciones técnicas de los recursos DER así como las condiciones operativas o instrucciones de servicio en el punto de conexión.

Dejar a la libre iniciativa de los agentes DER la posibilidad de conectarse en cualquier punto de la red (principio general regulado de libre acceso a la red) sin tener en cuenta las condiciones locales de la misma puede conducir a costes excesivos de conexión debido a los desarrollos y refuerzos de red necesarios, los cuales terminan incrementando los costes para el sistema. A la recíproca, las posibles restricciones operativas a la producción no gestionable DER-DG determinan importantes dificultades económicas a sus agentes, o el no aprovechamiento del recurso primario disponible. Por ello, es necesario explorar condiciones técnicas y operativas que permitan el uso eficiente de las soluciones técnicas de red y de conexión a la misma, propiciando condiciones de acceso flexible asociado a los potenciales servicios complementarios y los servicios de red, desde la adecuada

evolución de las medidas de apoyo regulatorias, con alcance sobre el mercado eléctrico y con el apoyo de las redes inteligentes. En este sentido, a continuación se recoge una síntesis de las principales conclusiones del presente Capítulo.

- I. La sostenibilidad del mix de generación, junto con la evolución en busca permanente de la eficiencia del conjunto del sistema eléctrico, conlleva un ineludible desarrollo tecnológico y funcional en dos ámbitos: la propia red y su gestión (de DNO a DSO); y la gestión de los recursos energéticos distribuidos (DER) conectados a la misma.
- II. Esta evolución se enmarca en el desarrollo del concepto de red inteligente, al ampliar la monitorización, control y mando actuales sobre la misma, en sus distintos niveles de tensión (MAT, AT, MT y BT), que permite la incorporación eficiente de los recursos DER. En el ámbito de la red de distribución se identifican los siguientes campos de mejora:
 - Monitorización de los parámetros operativos de red aguas abajo de los circuitos de salida de cada subestación MAT_AT/MT. Es decir, mejora de la observabilidad de los puntos de conexión a la red en la red AT, MT y BT de sus distintos usuarios.
 - Mejorar la planificación de la operación segura de red, a partir de una previsión de capacidad eficiente disponible en la red, para solventar las restricciones previstas o posibles.
 - Posibilitar nuevas condiciones de acceso no firme, con alcance sobre la planificación del desarrollo de red y sobre la planificación de su operación, permitiendo la gestión eficiente y en tiempo real de la capacidad efectiva disponible en la red (predecible o determinable), al integrar en dicha gestión las condiciones operativas de la red (restricciones programadas e imprevistas), junto con los compromisos firmes, o no, de las aportaciones (evacuación producción DG y almacenamiento) y los retiros (consumos, DSM y almacenamiento) de energía eléctrica.
 - Permitir nuevos servicios complementarios en el mercado eléctrico, para contribuir en la operación segura del sistema de distribución a través del **control de tensión**.
- III. Los campos de mejora sobre los sistemas avanzados de distribución se identifican tanto en la **planificación de red** como en su **operación segura**. Las opciones en este nuevo contexto de red incorporarán ambos aspectos. Las soluciones más eficientes dependerán del tipo de topología de red, dispersión y caracterización de la demanda por consumo, así como la gestionabilidad de los recursos DER dentro de un sistema de distribución determinado, es decir, su mejora en flexibilidad (consumo) y en predictibilidad y en capacidad de compromiso (generación).
- IV. No existe un único modelo técnico y regulatorio que acompañe o de una respuesta universal a dicha evolución del concepto de red tradicional a red activa o *smart grid*, a nivel país o a nivel regional. La solución en cada caso debe adaptarse en cada ámbito zonal donde la red resulte de estructura relativamente homogénea, con densidades de carga previsibles y GD en distintos niveles de tensión. Cada **ámbito zonal de red** debe evaluarse **de forma individualizada**.
- V. La evolución en el ámbito de los recursos **DER asociados a la demanda** por consumo se vincula con la gestión de la demanda (DSM), su capacidad de respuesta (DR), y sistemas de carga controlable (DS load y EV como CLS) con equipos de medida (*smart meters*) que permiten conocer mejor los hábitos de consumo, personalizar las tarifas y constituyen una plataforma de comunicación entre el agente consumidor, el operador del sistema de distribución, y el comercializador o agente alternativo para gestionar la futura flexibilidad de la demanda.

Con el adecuado soporte de las tecnologías de información y telecomunicaciones, estos equipos en dicho contexto marcan una nueva etapa en la potencial incorporación masiva de energía renovable en los niveles de media y baja tensión para el autoconsumo. Todo ello, sin olvidar que la cobertura de la demanda es la condición inicial y última del abastecimiento eléctrico eficiente, seguro y de

calidad. Condición que debe asegurarse con la adecuada prospectiva energética a nivel país que permita planificar adecuadamente su cobertura eficiente y sostenible.

Los agentes consumidores contribuyen al control de tensión mediante el cumplimiento de la consigna de factor de potencia en su punto de conexión. En este ámbito, el DSO debe mantener actualizadas estas consignas de forma acorde con la evolución del comportamiento de la red por sus características estructurales y, en consecuencia la necesidad de aportar o consumir energía reactiva a/de la misma.

- VI. La evolución tecnológica de los **recursos DER asociados a la oferta** (DG y DS source) conectados a la red deben dar respuesta a la necesidad de especificaciones avanzadas para estas instalaciones en el campo de las protecciones, aportación a la falta, soportar huecos de tensión; así como para dotarse de capacidad que les permita gestionar consignas de operación a través de los servicios complementarios que se determinen en el contrato de acceso a la red. La referida evolución tecnológica en DER y la posible aparición de gestores de generación agregada, dará lugar al concepto de planta de generación eléctrica virtual (VPP).

La participación DG-DER en el control de tensiones junto con la gestión de su condición de acceso, firme o no firme, y las mejoras de previsibilidad de su producción, pueden contribuir a mejorar o ampliar alcances en los siguientes aspectos:

- Seguridad y estabilidad de la red de distribución.
- Su gama de servicios y su plan de negocio (si es capaz de absorber energía reactiva, maximiza su potencial de entregar energía activa para una capacidad de conexión dada). Prestación de servicios complementarios hacia la red asociados a Servicios del sistema de distribución (DSS) a los usuarios del mismo.
- A la vez que los DER facilitan su incorporación eficiente a la misma ("*hosting network*") se puedan propiciar soluciones técnicas con menor coste de conexión y con alcance sobre la planificación de los desarrollos de red.

- VII. La contribución DG al control de tensión, probablemente combinada con soluciones de red, comparte un papel importante en la seguridad y estabilidad de las redes de distribución. Esta contribución se debe requerir a **generadores DG** conectados a la red de distribución **de cierto tamaño** para disponer de capacidades de regulación de potencia reactiva como sucede en la actualidad con la generación renovable conectada a la red de transporte (requisitos o servicios obligatorios, o bien, ofertados en base a sus recursos adicionales disponibles de generación), apropiada al nivel de conexión y la capacidad que efectivamente permita su tecnología. Las condiciones operativas para contribuir al control de tensión deben estar reguladas como los criterios de conexión y demás requisitos operacionales (Códigos de red).

- VIII. El tamaño y el número de agentes establecerán un modo distinto de interrelación con el transporte y con la distribución. En el ámbito de la red de distribución, dado el tamaño de muchas de las instalaciones generadoras o receptoras, en una primera fase la interfase de intercambio de información pueden resultar más eficaz a través de consignas a las principales instalaciones conectadas a la red.

- IX. Los servicios DSS, desde la red a los DER, y a la recíproca, de los servicios complementarios que pueden aportar los DER al sistema en el nivel de red de distribución, además de abrir nuevas líneas de negocio, contribuiría al despliegue de las directivas europeas relativas a la integración de los recursos DER en la planificación y desarrollo de la red [63], a la vez que se propicia la concreción de servicios del sistema que permitan aplicar medidas de mejora de la eficiencia energética a sus usuarios [130].

- X. En la Tabla 7-4 se identifican los emergentes **Servicios complementarios** del sistema en el nivel de red de distribución, así como los **Servicios del sistema de distribución (DSS)**, tanto en su ámbito de operación como de planificación, en base a la clasificación realizada de los mismos, dentro del

potencial de cada tecnología DER, el intercambio de información necesario entre los agentes y el mercado (Figura 7-18) en un entorno de redes inteligentes (Capítulo 5) y con el necesario soporte regulatorio en la materia.

- XI. Desde la perspectiva de la planificación y operación de la red, la **Tabla 7-6** incluye el mapa conceptual de los sistemas avanzados de distribución eléctrica en su evolución desde la gestión clásica de la red hacia su gestión activa. Incluye las referencias a los contenidos del presente Capítulo. En este sentido, se identifican como referencia en color rojo los apartados correspondientes en el texto.

En la primera parte de la **Tabla 7-6** se ilustra la visión complementaria de la Planificación y desarrollo de la red con la Planificación de su operación, entendida como gestión de la seguridad de la red como sistema. Esta visión complementaria en el tiempo (de red pasiva a gestión activa de la red) afecta a la evolución de los cometidos del operador de red (DNO) para materializar el concepto de gestor de sistema de distribución (DSO); a las condiciones de acceso y conexión a la red; y al necesario intercambio de servicios complementarios o del sistema entre los agentes en el mercado eléctrico.

En la segunda parte de la **Tabla 7-6** se identifican las bases para el soporte necesario tecnológico y regulatorio en los tres ámbitos principales implicados (la propia red, los recursos energéticos distribuidos, y la demanda por consumo), que se desarrollan en el Capítulo 7.

- XII. La Figura 7-21 muestra una visión macro de los contenidos tratados en el presente capítulo. Los conceptos sintetizados asociados al basamento o soporte que representa el marco regulatorio han sido desgranados a lo largo de los capítulos 2, 3 y 4. El funcionamiento operativo del Sistema eléctrico se ha abordado en el presente capítulo para identificar los servicios complementarios y servicios del sistema en los que los recursos DER tienen potencial participación (**Tabla 7-4**), principalmente en el control de tensiones y de las situaciones imprevistas de operación en isla, con alcance sobre la planificación y operación de la red (Figura 7-15) y el intercambio de información entre los agentes y el mercado (Figura 7-20).

Se identifican las etapas y funciones en el mercado de electricidad, que discurren en el tiempo de forma simultánea con las funciones y responsabilidades correspondientes de gestión de la red (Capítulo 7), que opera el transportista y el distribuidor, al actuar de meros facilitadores detrás de la escena para asegurar la cobertura de la demanda con calidad y eficiencia (Capítulo 3), así como su efecto sobre las transacciones mercantiles en el mercado eléctrico (Capítulo 4). Así mismo, se ubican los servicios complementarios y del sistema, administrados por los operadores de red, que son proporcionados por, o para, los agentes a través del mercado, mediante transacción comercial regulada o en libre competencia (Capítulo 7).

CAPÍTULO 8: FUNDAMENTOS Y CONSIDERACIONES DEL MODELO PROPUESTO

8.1 INTRODUCCIÓN

En los Capítulos 5 y 7 se han identificado los retos y oportunidades que representa la incorporación de los recursos energéticos distribuidos (DER) en la planificación de las redes, concebidas en el ámbito de investigación de la presente tesis como un sistema avanzado de distribución eléctrica. En este sentido, se propicia la concreción de la información y servicios desde el sistema (DSS) que permitan a los usuarios acceder eficientemente a la red y, en particular, aplicar medidas de mejora de la eficiencia energética en el contexto de despliegue continuo de redes inteligentes. Además, tales servicios del sistema podrán ser determinados por el gestor de la red y no afectarán negativamente a la seguridad del sistema (artículos 25.4 y 25.7 de la Directiva UE 2009/72/EC [63] y artículo 15.1 de la Directiva UE 2012/27/EC [130]).

El emplazamiento de las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, por ejemplo, parques eólicos, plantas de tratamiento de biomasa, centrales mini hidráulicas y plantas o huertas fotovoltaicas, se encuentra condicionado en gran medida por la disponibilidad de su recurso primario en el territorio. En dicho emplazamiento la capacidad de la red de distribución eléctrica, implantada para cubrir la necesidad del suministro eléctrico, puede resultar insuficiente o limitada para incorporar las potenciales producciones eléctricas de la generación distribuida (DG), manteniendo los parámetros exigibles de calidad y seguridad de dicho suministro.

El déficit de capacidad de red en el ámbito de los procesos térmicos de cogeneración industrial también se puede manifestar por distintos motivos: la ubicación de la zona industrial en el territorio y el desarrollo de su infraestructura eléctrica; las condiciones técnicas establecidas, en su momento, de firme acceso a la red del consumo asociado a la correspondiente cogeneración; así como el tratamiento regulatorio del conjunto, en régimen de autoproducción (o autoconsumo) y, en su caso, de venta de sus excedentes de producción eléctrica, inyectados a la red a la que se conecta.

Como consecuencia, en términos de “ubicación eléctrica” en la red de distribución, la generación distribuida (DG), gestionable o no gestionable, no siempre encuentra la capacidad necesaria en la red colindante para poder evacuar su producción eléctrica, al no estar necesariamente junto al consumo capaz de absorber la misma. Por otra parte, cuando se ubica junto al consumo, su perfil de producción puede que no resulte acompasado o compatible con el de la demanda por consumo; o bien, el compromiso de entrega de su producción eléctrica puede no resultar firme, bien por la condición de disponibilidad de su recurso primario, si no puede almacenarse en cantidad suficiente, o bien por las condiciones económicas y regulatorias que determinan la gestión energética de los procesos industriales que incorporan la eficiencia de la cogeneración térmica.

Como se analizó en los Capítulos 2 y 4, la ubicación DG en la red eléctrica y su compromiso efectivo de entrega de generación dificultan su incorporación a la planificación y operación de las redes de distribución. Esta consideración resulta extensible al conjunto de recursos energéticos distribuidos (DER), de producción o de consumo, conectados a la red de distribución eléctrica bajo el criterio “*fit and forget*”.

La naturaleza intermitente del recurso natural renovable determina la variación de la potencia que la planta DG es capaz de entregar a la red a la que se conecta. La escala de tiempos vinculada a dicha variación oscila entre segundos y horas, pudiendo presentar patrones de comportamiento diarios y/o estacionales.

8.1.1 Condiciones de acceso a la red

Para evaluar la capacidad de evacuación DG en un punto de la red, el criterio tradicional “fit and forget” (Capítulo 7) determina la capacidad absorber en todo momento la producción eléctrica correspondiente a la máxima potencia activa que DG es capaz de entregar en el mismo. En el ámbito de generación o producción, en esta condición la red debe ser capaz de absorber dicha producción preservando el límite térmico en los distintos elementos de la red, en condiciones normales de explotación (estado n de red en sus posibles topologías), así como bajo condición de contingencia de (n-1 por fallo simple o su mantenimiento de un elemento); respetando los márgenes operativos reglamentarios de tensión (variación de tensión y fluctuaciones admisibles); así como las limitaciones por potencia de cortocircuito. Los puntos de conexión a la red autorizados en estas condiciones se denominan “firmes” (puntos de **acceso firme a la red**). De este modo, se salvaguarda en todo momento la prioridad de acceso a la red (o de despacho) de la producción eléctrica de origen renovable, o con origen en una mayor eficiencia de los procesos térmicos de producción industrial (cogeneración)[63]. Como consecuencia, la producción eléctrica DG referida, gestionable o no gestionable, que se inyecta a la red queda condicionada exclusivamente por la disponibilidad operativa de la planta DG y de su recurso primario, o por la gestión energética del proceso industrial eficiente, pero sin necesidad de anticipar su previsión ni compromiso de entrega de su producción eléctrica al sistema.

En el ámbito de la demanda por consumo, con el criterio antes referido, la red de distribución debe garantizar el abastecimiento del suministro eléctrico a los usuarios de la misma, en las condiciones reglamentarias establecidas. Existe por tanto un compromiso de capacidad de la red hacia el agente consumidor que puede ejercer su derecho de acceso a la misma a partir de su libre iniciativa o necesidad. La proyección de la evolución de la demanda en el sistema se determina a partir de la agregación de las decisiones individuales de consumo, sus patrones de comportamiento por tipo de consumo, la climatología y el efecto de la actividad laboral. Al no resultar agregables determinados consumos individuales singulares (por su volumen y/o perfil de carga), con condición firme de acceso en términos de uso de red (industrial, agrícola y/o servicios), junto con la oferta horaria de precios en el mercado eléctrico, emergen determinados servicios complementarios (DR y DSM en el ámbito de la demanda para contribuir a la gestión de la red como sistema. Las capacidades ciertas vinculadas a dichos servicios concertados hacia el sistema determinan los recursos energéticos distribuidos (DER) en el ámbito de la demanda.

La evaluación técnica del acceso firme de un nuevo usuario, o agente entrante, en un punto de la red se realiza a partir de la **simulación del funcionamiento** de la misma tras incorporar su previsible comportamiento (generación, consumo, o híbrido) y condición operativa (no comprometido o “no firme”). Para ello, se evalúa dicho funcionamiento bajo las condiciones críticas previsibles en la red, o más desfavorables de su funcionamiento, que normalmente se corresponden con escenarios de máxima generación coincidente con baja demanda por consumo, o bien, mínima generación con máxima demanda por consumo.

Este enfoque resulta adecuado para evaluar el acceso y conexión de la generación DG (gestionable o no gestionable, sin compromiso de entrega firme) cuya producción máxima se prevé sostenida durante amplios periodos de tiempo, pero puede resultar conservador para valorar la capacidad cierta o efectiva de conexión DG a la red bajo condiciones operativas flexibles o “no firmes”. Es decir, el acceso “firme”

(criterio “fit and forget”) resulta independiente de las características del convertidor o generador de energía eléctrica, al establecerse su solución técnica de conexión en base a la capacidad de generación nominal (“nameplate”), con independencia de la frecuencia efectiva de ejercicio posterior del derecho que al referido acceso le confiere su condición de firmeza. En este sentido, en un ámbito de red determinado se puede comprobar que para la DG renovable no gestionable la condición operativa de red con baja demanda y máxima generación suele presentarse en el año durante muy pocas horas al año, pero la condición firme del acceso limita la capacidad efectiva de conexión a la red. Similares conclusiones cabe alcanzar en determinadas conexiones el ámbito del consumo.

En un contexto de desarrollo de redes inteligentes, la evolución prudente del referido criterio, preservando la calidad y seguridad del servicio de la red, sugiere que la capacidad nominal de la misma para incorporar generación y/o consumo pueda ser superior a los límites actuales identificados [62]. Ello conduce a un uso más intensivo de la red, pero desde condiciones de operación y acceso flexibles y eficientes (**acceso flexible a la red**) de los recursos energéticos distribuidos disponibles o previstos (DER) (Capítulo 7), contribuyendo de una manera activa, previamente concertada en el marco de la actividad de distribución, a la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico, en el contexto de despliegue continuo de redes inteligentes [130].

En un contexto de red inteligente previo desarrollo normativo necesario para su despliegue y soporte, este enfoque de red como sistema, ADSM, es capaz de incorporar en su planificación y operación las capacidades de los recursos DER, en condición flexible de acceso que favorece un uso más eficiente de la misma y, como consecuencia, mayores niveles de integración de los referidos recursos distribuidos, así como un entorno de posibles nuevas relaciones técnicas y comerciales entre los usuarios del sistema (ver Tabla 7-3).

8.1.2 Ámbito de aplicación.

La contribución de la presente tesis se realiza desde la perspectiva de planificación y operación de la red de distribución como sistema eléctrico en régimen estacionario⁶⁴, que incorpora los recursos energéticos distribuidos (DER) vinculados a la generación distribuida de energía eléctrica, en el contexto de las Directivas de aplicación de la Unión Europea ([63] y [130]), en el ámbito del posible intercambio de servicios entre agentes y su control operacional.

El tratamiento de los potenciales recursos DER vinculados a la demanda por consumo (DSM, DR y CLS) queda fuera del alcance de este trabajo por dos razones fundamentales:

La separación de actividades establecida en el sector eléctrico en los países desarrollados, determina que el ámbito regulado de redes resulte más próximo o directo en sus relaciones técnico-económicas, a la oferta de producción que al consumo.

Previos los desarrollos, también necesarios, en el ámbito regulatorio, su escalabilidad, maduración tecnológica y despliegue, sus vectores de estímulo se encuentran más próximos a decisiones de eficiencia energética macroeconómica de cada país que, en estos momentos, son objeto de otras áreas de investigación.

No obstante lo anterior, la metodología de análisis propuesta desde la planificación y operación de red permitiría incorporar sin gran dificultad los modelos de comportamiento de la demanda que se

⁶⁴ Régimen estacionario en estado de funcionamiento normal o de alerta, que no incluye el análisis dinámico de máquinas, ni la evaluación de los fenómenos transitorios o distorsiones sobre la forma de onda de la tensión (armónicos y flicker), así como sobre la actuación coordinada de los sistemas de protección de la red, que puedan introducir las instalaciones DER conectadas a la red de distribución eléctrica.

identifiquen como válidos en respuesta a las distintas señales económicas, desde el propio sistema o desde el mercado eléctrico, o bien decisiones de gestión eficiente energética del usuario de la red, lo que permitiría de este modo incorporar a planificación y operación de red los potenciales recursos DER vinculados a la demanda por consumo.

Desde el despliegue masivo de medidores inteligentes, en el ámbito de la demanda, la visibilidad de los puntos de conexión a la red, como consecuencia de una mayor riqueza de los datos e información disponibles, proporciona un nuevo reto para los planificadores de redes. Se prevé que este ámbito será un área de sustancial desarrollo en los próximos años, salvaguardando derechos y confidencialidad de los agentes. Los campos relativos a la captura de datos, procesamiento, modelado, estimación, predicción y su relación a los estudios de planificación de red y, como consecuencia, sobre la capacidad de integración de los recursos DER en la misma de forma progresiva cobrarán una mayor importancia.

8.2 CAMBIO DE ENFOQUE EN LA PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DE RED

Desde el punto de vista de la planificación y operación de los sistemas avanzados de distribución eléctrica, el contenido de los Capítulos precedentes ha permitido identificar los tres ámbitos de investigación y desarrollo de la tesis:

- Planificación y operación de red que incorpora los recursos DER (Capítulos 6 y 7).
- Condiciones de acceso y conexión a la red de los recursos DER (Capítulos 6 y 7).
- Tratamiento del ámbito temporal en la planificación de redes (Capítulo 6).

Estos ámbitos enmarcan el cambio de enfoque en la planificación y operación de red, como se describe a continuación.

8.2.1 Planificación y operación de red que incorpora los recursos DER

Las técnicas de análisis señaladas en el Capítulo 6 centran, de forma prioritaria, su trabajo de investigación en identificar el emplazamiento óptimo DG (ubicación y capacidad planta), en maximizar la evacuación de su producción sobre una red, en el dimensionamiento del problema y en las soluciones alternativas propuestas. Quedan por completar aspectos relativos a la **planificación de red** (calidad y seguridad del servicio para la cobertura de la demanda: dimensionamiento y alcance económico de los desarrollos de la red de distribución que integra recursos DER), donde los recursos DER (DG) y su disponibilidad firme impactan sobre la capacidad y seguridad de la propia red que determina su acceso y condiciones de conexión [138]. Esta disponibilidad firme se vincula a su vocación de permanencia y capacidad de compromiso en la entrega de su producción eléctrica.

El DSO en un contexto regulado de mejora de la eficiencia y, como consecuencia, bajo la tendencia permanente de aquilatar los costes que son trasladados al sistema, necesita adaptar sus estrategias de optimización de costes y servicios, desde la planificación de sus redes hasta la gestión de sus activos. Desde su conocimiento e información sobre la **complejidad de lo real**, así como su capacidad crítica para la aplicación de emergentes herramientas y modelos de optimización, aporta su **responsabilidad prudente** como agente regulado de un **servicio esencial para la sociedad** por su interés económico general, e incorpora en la planificación y operación de su red los recursos disponibles, actuales y futuros, que posibiliten un acceso eficiente a la misma por parte de todos sus usuarios.

El reto fundamental del DSO, en un entorno de redes inteligentes, dentro del ámbito de la operación y planificación de red que incorpora los recursos DER, es su capacidad para adaptar sus procesos de

negocio o actividad a los criterios que sobre el suministro eléctrico la sociedad determine (políticas regulatorias, energéticas y medioambientales), mejorando sus propios modelos de planificación, e incorporando en sus procesos de decisión algunas de las herramientas y técnicas más sofisticadas que surgen de la investigación en este campo [67], para lograr una planificación coordinada de recursos (desarrollos de red y recursos DER).

Las interacciones y sinergias entre las necesidades de desarrollo y refuerzo de red y los recursos DER-DG, señaladas en el Capítulo 7, que pueden contribuir a incrementar o aliviar las necesidades de red vienen determinadas por los siguientes factores de influencia o **inductores** [138]:

- **Tecnología DER-DG.** Si DG es gestionable facilita su acceso flexible a la red (menor coste de conexión) y contribuye, en principio, a la seguridad de la misma y, con ello, a reducir las necesidades de su refuerzo. Si no es gestionable pero existe correlación entre su curva de producción y el de la carga local entonces resulta “previsible” y, como consecuencia, también puede contribuir a retrasar la necesidad de refuerzos o desarrollos de red. En ambos casos (gestionable o previsible) dicha contribución sobre la necesidad de red seguiría una curva en forma de “U” en función del grado de penetración DG como ocurre con las pérdidas de red (ver Figura 7-3) con un punto de inflexión, donde se invierte dicha tendencia, determinado por el **crecimiento de la demanda por consumo**. Es decir, cuando los flujos de energía se invierten debido a que la carga por consumo local no es capaz de absorber la producción DG y se alcanzan los límites técnicos en la red.

Además de la tecnología DER-DG, el referido punto de inflexión en el que DG contribuye a incrementar o aliviar las necesidades de red depende de la capacidad disponible de la red de distribución (crecimiento de la demanda y las limitaciones propias de la red: térmicas, variación de los niveles de tensión admisibles y potencia de cortocircuito); así como del perfil de la curva de demanda local por consumo, del perfil de la curva de la curva de producción DG, y su correlación temporal.

- **Estado de la red.** El recurso DER resulta más o menos atractivo para el DSO en función del estado de la red en su funcionamiento habitual para las condiciones de calidad y seguridad establecidas en la regulación. Si se alcanzan los acuerdos necesarios entre partes, DSO y DER, para una red que trabaje de forma habitual en estado de alerta o emergencia un recurso DER gestionable, puede resultar especialmente atractivo. En cambio, para una red que funciona de forma habitual en estado normal (con criterio n-1) al recurso DER entrante (potencial sinergia actual, o a futuro) para poderlo considerar un recurso que de manera efectiva contribuye a la seguridad y fiabilidad del sistema se le pedirá, al menos, no alterar el actual estatus en la red referida, o bien contribuir en su mejora.

Dentro de este factor de influencia, además, cabe incluir el **grado de evolución** desde el concepto de red pasiva de distribución eléctrica (DNO) a sistema activo de distribución eléctrica (ADSM -DSO), y sus posibles estadios intermedios vinculados a la configuración y topología de red, así como al control de tensiones a través de reguladores en carga (transformadores en subestación y reguladores de tensión en líneas), o bien, a la gestión de las restricciones sobre la generación y/o consumo, debido a contingencias operativas de red previsible de baja probabilidad.

- **Penetración y vocación de permanencia de los recursos DER-DG.** El grado de penetración existente de los recursos DER-DG en una red dada, con condiciones de acceso firme va a influir en el nuevo enfoque de la planificación y operación de red que incorpore condiciones de acceso flexibles. En ambos casos, por las razones que puedan concurrir, la vocación de permanencia en el tiempo del recurso DER-DG deviene en un factor determinante para su incorporación a dicha planificación y operación de red con garantías suficientes frente a las soluciones de red evitadas y plazos para su reconducción como alternativa.
- **Tensión del punto de conexión de DER-DG a la red y grado de atomización.** El nivel de tensión de la red de distribución al que se conecta el recurso DER-DG por su topología y explotación

(mallada en AT y MAT, o radial - anillo en MT y BT) interviene en su capacidad para permitir el acceso y en el coste de la solución técnica de conexión. Como consecuencia, influye sobre el grado de penetración DG, así como sobre el tamaño de las instalaciones DG que se conecten a la red.

Las pequeñas instalaciones DG (micro generación distribuida para autoconsumo con vertido de excedentes) que se conectan a la red en BT, por su tamaño y atomización, se integran muy bien con la demanda por consumo en lo que podemos entender como “previsible”. Este efecto permite planificar la carga de la red BT a partir de la agregación de la demanda neta (consumo y generación distribuida), aunque su curva de carga pueda resultar diferente a la de consumo puro. Este aspecto no resulta trasladable a instalaciones DG discretas que, de forma natural, no se integran necesariamente con la demanda local por consumo en los niveles de tensión MT, AT y MAT, y que por su tamaño e impacto sobre la red pueden, además, dificultar la visibilidad de dicha demanda.

- **Ubicación eléctrica DER-DG relación a la carga y/o transformación en subestación.** Lo antes señalado en relación con instalaciones DG discretas puede contribuir a aliviar o retrasar la necesidad de ampliar la capacidad de transformación en la subestación si el recurso DER-DG se ubica eléctricamente en las inmediaciones de la carga por demanda de consumo, o bien se conecta en el nivel de tensión secundario en la transformación MAT-AT/MT de la subestación correspondiente.
- **Combinación de los recursos DER.** La adecuada combinación de recursos DER vinculados a generación (DG y DS entrega) y a la demanda por consumo (DR, DSM, y CLS –DS carga y EV-) pueden contribuir a aliviar o retrasar la necesidad de los refuerzos o expansión de red, también condicionados por su vocación de permanencia con garantías suficientes frente a las soluciones de red evitadas y plazos para su reconducción como alternativa.

A partir de los factores de influencia reseñados en el ámbito de la planificación y operación de la red que incorpora los recursos DER, para el modelo propuesto se identifican los siguientes principios básicos:

- El inductor principal que establece la necesidad de la expansión y/o refuerzo de red es la capacidad máxima de servicio que la misma debe satisfacer, bien por demanda de consumo o por generación distribuida. En un contexto de gestión eficiente de recursos energéticos, dicha necesidad surge del respaldo que el sistema eléctrico deba aportar a través de sus infraestructuras (distribución, transporte y generación) para cubrir la referida capacidad máxima requerida, a partir de la cobertura de la demanda por consumo, y su crecimiento razonable, así como de la prudente correlación entre el perfil de producción y los perfiles de demanda por consumo en la red.
- La contribución de las interacciones y sinergias señaladas puede resultar limitada o local sobre la necesidad de red o sobre la seguridad de su servicio. Por ello, es necesario contextualizarla en una visión global de eficiencia del conjunto del sistema eléctrico, donde emergen aparentes controversias entre óptimos locales frente a otros de alcance general que, no por ello, deben cuestionar las políticas de eficiencia energética de cada país.
- Los factores de influencia señalados determinan el impacto de los recursos DER-DG sobre la red de distribución, y a la recíproca, sobre las condiciones de acceso de aquéllos sobre ésta. Como consecuencia, **no existe una relación universal que vincule la incorporación de los recursos DER-DG con la necesidad de reforzar o desarrollar la red**, al no resultar ajena esta relación a la obligación de desarrollo de la misma para atender el crecimiento de la demanda por consumo. Desarrollos similares de red pueden conducir a diferentes resultados bajo diferentes circunstancias.

8.2.2 Condiciones de acceso y conexión a la red de los recursos DER

En un contexto de redes inteligentes, el progreso en flexibilidad de las condiciones técnicas de acceso y conexión a la red, avanza con el tratamiento de la incertidumbre asociada a las diferentes tecnologías de los recursos DER (DG de origen renovable no gestionable; la capacidad de respuesta de la demanda DR; los sistemas controlables de carga CLS; y el almacenamiento energético SD). Dichas condiciones técnicas determinan la efectiva integración de los recursos DER en la **gestión operativa del sistema eléctrico** [45].

8.2.2.1 Servicios complementarios y Servicios del sistema de distribución eléctrica (DSS)

En la actividad de distribución de energía eléctrica, los servicios complementarios, o auxiliares de regulación, se están convirtiendo en foco de atención debido a que, en realidad, estos servicios no son "auxiliares" sino más bien vitales en el contexto futuro de redes inteligentes (Capítulo 5). La prestación de estos servicios por parte del agente DER, y en particular de la DG, por su impacto en las condiciones de acceso y conexión y, con ello, en su capacidad de contribuir, positiva o negativamente, a la calidad y seguridad de la red como sistema (DSO y TSO) es campo de desarrollo e investigación en la actualidad [139] y [140].

Los servicios complementarios referidos encuentran su correspondencia en los emergentes servicios de distribución eléctrica (DSS, Capítulo 4), que se apoyan en los nuevos alcances de monitorización, visibilidad e información de la red [141] y [142].

8.2.2.2 Control operacional

Bajo el enfoque de "gestión activa del sistema de distribución" (ADSM), el ámbito del **control operacional** de los recursos DER determina la necesidad de establecer los criterios de control y supervisión, así como la planificación de las comunicaciones y las infraestructuras de control necesarias, que deben incorporar sus costes a la planificación de red y a las condiciones de conexión de los distintos agentes (inversión, así como su operación y mantenimiento), junto con la necesaria evaluación del impacto sobre la calidad y fiabilidad exigibles de sus servicios.

La optimización del control operacional de las instalaciones DG, debe resultar acorde con la maduración de los enfoques de gestión activa de red y, con ésta, de las condiciones técnicas de su acceso-conexión a la red, con el fin de dar prioridad a la evacuación de la producción eléctrica de origen renovable sobre una red determinada. Algunos autores han propuesto la optimización referida con enfoques de control de la DG desde la operación de la red [80], [64] y [129]. Bajo este enfoque, la integración DG evoluciona desde el "aprendizaje por la investigación" hacia el "aprender haciendo", con el apoyo regulatorio y financiero, vía innovación en el ámbito de las redes inteligentes, con especial énfasis en la eliminación de barreras al desarrollo DG, vinculada con la reducción de emisiones de carbono ([143], [144]). Las actuales experiencias piloto operativas incluyen el uso del almacenamiento de energía, respuesta de la demanda, información a partir de los medidores inteligentes, la gestión de las restricciones DG y enfoques activos de operación de las redes de distribución.

El necesario desarrollo regulatorio y despliegue de las redes inteligentes, junto con el tratamiento complejo del proceso de planificación y diseño de redes con recursos DER, que integra los nuevos enfoques de control y operación de red (ADSM), originan un progreso lento en la materialización de los proyectos que, como se ha señalado, son en la actualidad experiencias piloto con el correspondiente respaldo regulatorio y medioambiental de carácter experimental.

Para el modelo propuesto en un marco de desarrollo de red inteligente, como se verá más adelante, el **control operacional** se realiza a través de consignas, con **mando en tiempo real** y **control de su cumplimiento a posteriori**. Es decir, a través de una **gestión descentralizada de la inteligencia distribuida con control y mando centralizado**.

8.2.3 Tratamiento del ámbito temporal en la planificación de redes.

Por el tamaño impracticable del problema, algunas de las técnicas propuestas no permiten considerar una suficiente gama de escenarios que permitan abordar los problemas del mundo real.

En este sentido, las técnicas deterministas necesitan acotar el tamaño del problema, sin necesidad de realizar una formulación cerrada de la función objetivo, al incorporar, por ejemplo, la dimensión temporal de determinadas variables con el fin de poder superar, con la necesaria cautela, los actuales criterios técnicos admitidos en la regulación eléctrica y por la industria eléctrica en el mundo [62] de acceso a la red, salvaguardando la calidad y la seguridad del sistema.

Las técnicas heurísticas y probabilísticas no requieren un planteamiento o formulación cerrada de la función objetivo. Sin embargo, el ajuste de su algoritmo y la interpretación de sus resultados en el ámbito de la planificación de redes requieren un conocimiento profundo del problema. Aun así, resulta muy difícil, o imposible en ocasiones, proyectar evoluciones pasadas sobre horizontes temporales futuros (largo plazo) con probables (por inevitables) ajustes en la política energética, derivados de la realidad económica o regulatoria, que, al poder escapar de estrategias de aprendizaje, o incluso de la evolución previsible, pueden conducir a decisiones equivocadas con impacto irreversible (largo plazo), que una sociedad desarrollada no puede permitirse, dado el carácter esencial para la misma del suministro eléctrico. Lo cual no cuestiona su campo de aplicación en ámbitos de red en donde se precisa un óptimo local, una solución con resultado prudente y suficiente, que responde o reproduce un comportamiento predecible [92], [93], [94] y [95].

Por otra parte, el **despliegue de redes inteligentes** propicia al DSO la adecuada integración de los recursos DER en la planificación de sus redes en un nuevo contexto de **muchos más datos disponibles** que debe priorizar adecuadamente para poder incorporarlos en el referido **proceso de planificación**. Esta nueva realidad, junto con otros aspectos, impacta sobre el alcance temporal de la propia planificación de redes en entornos cada vez más cambiantes.

Como consecuencia, el horizonte temporal clásico de la planificación de redes de distribución eléctrica a largo plazo muy vinculado a la evolución predecible de la demanda y los plazos de implantación de las nuevas infraestructuras, ha cambiado de forma notoria. En la actualidad la planificación referida se encuentra sometida a revisión constante para irse adaptando a la evolución de las políticas energéticas y medio ambientales, así como de los mercados eléctricos (libres decisiones de los agentes, regulación en la materia, etc.), de la planificación de la red de transporte, y en general, a la evolución de la economía, las nuevas tecnologías y los hábitos de los usuarios de la red, de acuerdo con las nuevas tendencias de la sociedad. Esta realidad junto con una mayor disponibilidad de datos, vinculada a la mayor visibilidad en el punto de conexión a la red de sus usuarios, conduce a unos **plazos más cortos del ciclo de planificación** y a una **mejora constante de sus procesos**.

8.3 CONSIDERACIONES AL SIMULAR EL COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Desde los ámbitos de investigación y desarrollo señalados, a continuación se formulan las bases y consideraciones del modelo, como contribución para el tratamiento de la problemática expuesta.

8.3.1 Evaluación tradicional del comportamiento de un sistema de distribución

La planificación y operación de la red, de forma sistemática, evalúa y comprueba su funcionamiento en las distintas condiciones operativas previsible (Capítulo 7). Con ello, puede proyectar y programar sus trabajos, así como los desarrollos necesarios con tiempo suficiente, asegurando la cobertura de la demanda de sus servicios, en las condiciones reguladas de calidad y seguridad, en un determinado horizonte temporal.

Sobre la red “actual”, en dichas condiciones operativas, se incorporan los desarrollos de red en fase de construcción, así como los desarrollos de red planificados. A continuación, se evalúa el comportamiento de sus principales elementos constitutivos (líneas eléctricas y transformadores), con el fin de identificar posibles saturaciones o incumplimientos reglamentarios. Con ello se permite, a su vez, la evaluación posterior de las nuevas solicitudes de acceso a la red. Para realizar dichos análisis y valoraciones sobre el funcionamiento del sistema eléctrico de distribución, actual y planificado, resulta necesario simular su comportamiento con herramientas de cálculo adaptadas a la complejidad del problema y la adecuada proyección de dicha demanda

La evaluación tradicional se realiza sobre un escenario representativo de funcionamiento del sistema (snapshot) en las condiciones previsible más desfavorables, o escenario crítico. Si existe DG con prioridad de despacho de su producción, normalmente este escenario se corresponde con la máxima generación y mínima demanda por consumo. Además, dicha evaluación debe incorporar el análisis de condiciones estacionales que determinan la capacidad térmica de las infraestructuras que configuran la red de distribución. Si en dicho escenario crítico se comprueba que el sistema, o la red, funciona dentro de los parámetros de funcionamiento exigibles (condiciones de igualdad y desigualdad, en la mayoría de los casos se puede inferir que, como consecuencia, en el resto de posibles escenarios de funcionamiento el sistema también se comportará dentro de los límites operativos establecidos.

En ámbitos de red con reducida penetración DG, o de producción predecible, para la proyección de la generación en el nivel de distribución la evaluación tradicional o bien no considera la presencia DG (escenario conservador) y, con ello, su aportación siempre se presume favorable sobre el comportamiento evaluado; o bien, la incorpora en base a una predicción conservadora y contrastada, incluyendo la estabilidad del respaldo regulatorio, por ejemplo en el caso de estar subvencionado su régimen de producción.

Además, en base a su comportamiento histórico, a la proyección de la demanda por consumo se incorpora la consolidación de la demanda en el tiempo correspondiente a los nuevos suministros conectados, así como las solicitudes firmes de acceso comprometidas. Con ello, se completa dicha evaluación en el horizonte de la planificación. Los registros históricos de demanda deben ser prudentemente corregidos en base a la experiencia sobre el perfil de comportamiento de la demanda por consumo, el efecto de la temperatura en la climatología, así como aspectos socioeconómicos, especialmente en situaciones de recesión/recuperación económica.

8.3.2 Evaluación avanzada del comportamiento de un sistema de distribución.

PRIMERA CONSIDERACIÓN

En el presente trabajo, se entiende por **acceso flexible a la red** como aquél previamente concertado entre el usuario de la misma y el DSO, dentro del marco regulador del sistema, en el que su instalación (generación, consumo o híbrida) se conecta a la red, bajo determinadas condiciones preestablecidas, con capacidad de adaptar su comportamiento (servicios complementarios o de regulación en el nivel de red de distribución) a las consignas de funcionamiento que le determine el propio sistema (servicios del sistema de distribución eléctrica, DSS) durante determinados momentos, o periodos de tiempo.

Como se ha indicado, en un entorno de despliegue de redes inteligentes este concepto necesita del soporte y desarrollo regulatorio. No obstante, en el actual contexto regulatorio, cabe señalar que, al establecer las condiciones del acceso firme al sistema (contrato de acceso), el TSO y DSO establecen que, bajo determinadas condiciones operativas de explotación del sistema, este derecho de acceso puede verse restringido como salvaguarda de la seguridad y estabilidad del sistema (ver Tabla 7-3).

En un contexto de acceso flexible a la red por parte de los recursos DER, la simulación del comportamiento del sistema de distribución eléctrica para su posterior evaluación en los referidos términos de planificación de red resulta más compleja que la tradicional evaluación de capacidad desde condiciones de acceso firme.

SEGUNDA CONSIDERACIÓN

Para el análisis y evaluación del comportamiento de un ámbito de red con accesos individuales flexibles DG, el análisis estadístico de series históricas de producción puede ofrecer una estimación suficiente para proyectar la producción futura evacuada a la red.

Por otra parte, como en la evaluación tradicional, la proyección de la demanda por consumo, en base a su comportamiento histórico, incorporando la consolidación en el tiempo de los nuevos suministros conectados, así como las solicitudes firmes de acceso comprometidas, permite completar dicha evaluación en el horizonte de la planificación. Los registros históricos de demanda deben ser prudentemente corregidos en base a la experiencia sobre el perfil de comportamiento de la demanda por consumo, especialmente en situaciones de recesión/recuperación económica.

Sin embargo, cuando distintas unidades DG no gestionables (en general, recursos DER no gestionables) evacúan a la red su producción eléctrica, el análisis de la misma resulta más complejo debido a la aleatoriedad de cada producción en cada momento, y a la situación dispersa de sus puntos de entrega. En este sentido, la aplicación de series temporales históricas de consumo y de generación (gestionable y no gestionable) ofrece útiles resultados en el estudio de sistemas eléctricos de potencia, a través del análisis de los flujos de carga (OF), al permitir evaluar su efecto sobre el comportamiento del sistema (niveles de tensión y carga en líneas y transformaciones), e identificando los posibles ámbitos de red deficitarios [80].

Al incorporar el dominio o el ámbito temporal, a través de las series históricas de datos (producción y demanda), **el análisis y evaluación del funcionamiento del sistema complica su tratamiento pero posibilita un uso más eficiente de la red**, a través del establecimiento de las posibles condiciones flexibles de su acceso de los recursos DER, conectados o previstos, en un contexto tecnológico y regulatorio de redes inteligentes, que posibilita el tratamiento de la red como sistema, al superar los criterios de “red pasiva” (“*fit and forget*”) y de “red semi-rígida” (ver Tabla 4.4.). Es decir, pueden

emerger beneficios a los distintos agentes involucrados, al realizarse un análisis más allá de los escenarios críticos, no necesariamente puntuales (“instantáneos”, o *snapshot*).

Los modelos de análisis y planificación de sistemas eléctricos que incorporan el dominio temporal, (Capítulo 6), [141], [80], [84] y [85], a través de las series temporales de generación distribuida y de la demanda por consumo, permiten evaluar el funcionamiento de un sistema de distribución con accesos a la red firmes y flexibles para los recursos DER. El análisis del comportamiento referido establecerá las bases de desarrollo de la red que, al proyectar sus necesidades, es capaz de incorporar los recursos DER (potencialmente disponibles, previsibles, o inducidos) en el horizonte de planificación de la red.

TERCERA CONSIDERACIÓN

No obstante, en la fase de análisis de una red existente, para comprobar su adecuado funcionamiento actual, o en un histórico representativo reciente, se deben identificar las posibles restricciones operativas que anuncian sus posibles incumplimientos (límites térmicos, variación de tensión y potencia de cortocircuito) a tener en cuenta al proyectar su desarrollo en el horizonte de la planificación.

Para realizar la referida comprobación, además de los datos y herramientas propias de la planificación de red, el DSO bien gestionado cuenta con la información y soporte vinculados al control, medida y operación en tiempo real de la misma (sistemas SCADA – AMDS), que le permiten incorporar el ámbito temporal a sus parámetros de funcionamiento y a las condiciones críticas representativas, o más desfavorables, registradas de la red para dicho análisis.

La operación en tiempo real -ámbito de operación de red- de la actividad regulada de distribución eléctrica determina la corrección de los incumplimientos registrados, adoptando de forma diligente las medidas correctoras de ajuste de los parámetros operativos de red, o bien, medidas transitorias o paliativas mientras se alcanza el desarrollo o refuerzo necesario de la misma -ámbito de planificación y desarrollo de red-.

La posibilidad de tratar los datos e información históricos de operación de red, que muestran su funcionamiento en tiempo real, permite identificar de forma eficaz y suficientemente precisa sobre una red existente, bien establecida y operada bajo condiciones reglamentarias de calidad y seguridad de servicio, los escenarios de estrés más desfavorables (escenarios críticos de red), registrados o no (eventual contingencia), en la misma. Así mismo, permite confirmar, en su caso, que en su estado normal actual no constan incumplimientos en sus parámetros operativos de funcionamiento (niveles de tensión, saturaciones por intensidad de corriente, así como niveles de potencia de cortocircuito).

El apoyo a la planificación de red que ofrece la operación de la misma permite al DSO ahorrar importantes recursos de cálculo y de tiempo de proceso a la hora de tratar los datos históricos registrados para comprobar el adecuado funcionamiento de la red que opera, e identificar sus escenarios previsibles más desfavorables.

8.3.3 Análisis mediante AC OPF y su función objetivo

Como se ha indicado, la evaluación tradicional del funcionamiento de un sistema eléctrico se basa en identificar el escenario más crítico, para a continuación analizar su funcionamiento a través de un reparto de cargas (AC PF). Esta sistemática funciona bien con DG gestionable o de comportamiento predecible, bajos niveles de penetración de DG no gestionable y accesos firmes.

La información de producción y demanda que incorpora la variable tiempo puede ser analizada estadísticamente, o a través de curvas de series horarias. Como resultado, se puede proyectar en el

tiempo la evolución de la carga en la red y su comportamiento, identificando los periodos temporales críticos más representativos en el mismo que requieran un análisis más en detalle.

Por su modelo matemático de cálculo, la simulación mediante reparto de cargas, **AC PF**, ni ajusta ni propone ajustes sobre la potencia activa de los generadores conectados a la red, aunque permite regular determinadas tensiones hasta el límite técnico del equipo que posibilita tal regulación de tensión (generadores, regulador de transformadores, baterías de condensadores, etc.). A pesar de ello, cumpliendo el sistema con las restricciones de igualdad, pueden resultar sobrecargas inadmisibles en las líneas eléctricas y/o en los transformadores, o bien, variaciones de tensión inaceptables (restricciones de desigualdad). Como se avanzó en el Capítulo 6, el análisis mediante **OPF** puede ayudar para el tratamiento de este problema.

El **AC OPF** minimiza una función objetivo $f(x, u)$ restringida por un conjunto de ecuaciones no lineales $g(x, u) = 0$ (en este caso, las Leyes de Kirchhoff en cada nudo para determinar el reparto de cargas en un circuito eléctrico) y un conjunto de inecuaciones no lineales $h(x, u) \leq 0$, donde “x” representa las $(2n-1)$ variables independientes que definen el estado del sistema de n nudos (como la tensión en cada nudo, y su ángulo), y “u” las variables dependientes y parámetros fijos (como las características de las líneas, o los valores dados de generación o de consumo). Las restricciones de igualdad y desigualdad habituales incorporan los límites admisibles sobre las variables de estado y/o sus funciones, balance de generación/carga, y límites térmicos en cada línea. Por ello, el resultado del análisis de la optimización del reparto de cargas AC OPF del sistema va a permitir, por ejemplo, asegurar que la tensión en cada nudo se encuentra dentro de los límites reglamentarios y las cargas de sus circuitos y elementos críticos constituyentes no superan sus límites térmicos (ver 6.3.4).

El análisis AC OPF se encuentra ampliamente consolidado en el ámbito de planificación y operación del sistema de transporte, pero tiene todavía un amplio recorrido en su aplicación por parte del DSO en el ámbito de la distribución eléctrica, con amplias redes de explotación mallada o radial heterogéneas, mayor número de nudos, junto a un mayor número de agentes y distintos posibles comportamientos a integrar. Por otra parte, la investigación académica ha demostrado su eficacia en el análisis de redes de distribución para determinar, por ejemplo, la capacidad de acceso flexible DG [78].

En la operación tradicional del sistema de transporte el Despacho económico (ED) permite minimizar el coste de generación en base a la correspondiente función objetivo sobre el conjunto de generación térmica (coste del combustible) y/o unidades hidráulicas (valor del agua), sin tener en cuenta el detalle de la red. Es decir, con red muy simplificada a través de la matriz de coeficientes de pérdidas nodales y, por tanto sin requerir del estimador de estado de red. Para tratar la generación renovable no gestionable, un posible método consiste en establecer un orden de mérito ficticio para cada una de las unidades generadoras conectadas al sistema, con el fin de asegurar la oportuna prioridad de su despacho hasta el nivel de disponibilidad en cada momento que el recurso primario renovable permita.

CUARTA CONSIDERACIÓN

Dentro del marco de gestión DG y de acuerdo con las prácticas en la industria eléctrica, OPF permite profundizar en el comportamiento de la red, al estar concebido para tratar la optimización de los siguientes ámbitos principales:

- **Optimizar coste global del sistema:** consiste en el despacho económico de generación para la cobertura de la demanda de mercado en función del coste marginal de generación y condiciones de prioridad de acceso para determinadas tecnologías, que puede incorporar la optimización de pérdidas en base al punto de funcionamiento del sistema y al factor de

sensibilidad de pérdidas asociado a cada generador y su ubicación en la red (factor nodal de pérdidas). En este ámbito, OPF actúa sobre P y sobre Q de la generación DG.

- **Optimizar pérdidas energéticas en la red** tras realizar un reparto de cargas (AC PF) y comprobar el cumplimiento de las restricciones de red, OPF actúa sobre Q desde la base de optimizar las tensiones para las mínimas pérdidas en red, a partir del recurso disponible Q con motivo de inyectar P en la red. No actúa sobre P (una mayor pérdida para el sistema es el vertido de recurso primario de coste cero), salvo que no encuentre solución el OPF (no converge la solución, “*infeasible*”) y la restricción sobre P venga impuesta por limitaciones de red. En este caso, se actúa sobre P –lo mínimo-, para buscar el beneficio global de maximizar la diferencia entre la producción de energía DG de coste cero (equivalente a prioridad de acceso de la producción DG) y las pérdidas de energía de red modificadas por dicha producción [142].

Desde dichos ámbitos, el modelo propuesto de simulación del funcionamiento del sistema permite identificar un criterio y sus parámetros de aplicación para establecer las consignas a los DER sobre P y Q, que permitan optimizar los nuevos desarrollos de red (nueva red) dentro del marco que regula su retribución, con el fin de integrar los recursos DER en la planificación y operación del sistema mediante accesos flexibles a la misma.

En su función y responsabilidad, el DSO no interviene en el despacho de los generadores DG, normalmente no gestionables con prioridad pre establecida de acceso de su producción al sistema, salvo por restricciones con origen en su inestabilidad. Pero sí sobre las condiciones operativas de acceso de los mismos (posibles servicios complementarios –restricción DG, consigna del factor de potencia, de tensión, etc.–, en respuesta a posibles servicios desde el sistema de distribución – DSS –, a partir de la condición operativa de la red en un horizonte razonable de planificación). Es aquí donde debe aparecer el criterio para la decisión prudente DER-Red, desde el ámbito de planificación, favoreciendo CALIDAD y SEGURIDAD de los servicios de la red.

8.3.4 Conciliación entre la producción eléctrica renovable y las pérdidas de red

El nivel de pérdidas ha sido y será uno de los principales indicadores para evaluar el adecuado desempeño de una red de distribución eléctrica [142], con alcance sobre el valor mercantil de la propia distribuidora, al medir la calidad de sus activos retribuidos. En mercados eléctricos liberalizados, la retribución de los activos de red de distribución, junto con los incentivos y penalizaciones establecidos para reducir el nivel de pérdidas y mejorar la calidad del servicio, determinan el marco retributivo de la actividad industrial regulada de distribución eléctrica.

La separación de actividades impide la gestión y propiedad de plantas DG por parte del DSO, así como establecer el tamaño y ubicación de las mismas en la red. Sin embargo, ello no impide, en base a necesidades identificadas de red por el DSO, orientar de forma no discriminatoria a potenciales usuarios de la misma. En general, terceras partes con capacidad de inversión en actividades que precisan punto de conexión a la red por consumo, generación distribuida, almacenamiento energético, autoconsumo, etc. Es decir, potenciales DER, en donde se produce una posible sinergia de necesidades técnico energéticas entre la red y los usuarios de la misma, que, por mutuo interés, puede concretarse en la ubicación, tamaño y condiciones de acceso de los recursos DER en la red. Esta orientación puede surgir a través de posibles incentivos técnico económicos regulados a establecer, o acuerdos entre partes (servicios complementarios DER y DSS asociados), con información relativa a la capacidad disponible de acceso en cada nudo de la red, en un determinado horizonte temporal bajo hipótesis reguladas. Es este sentido, la legislación en Europa va estableciendo las bases para sus desarrollos normativos. En España se establecen estas bases, en la Ley 24/2013, artículo 33.9, en la actualidad pendiente de desarrollo reglamentario.

- La **minimización de las pérdidas por potencia**. Este criterio suele ser habitual en los estudios de red al comparar soluciones o posibles desarrollos de red, sin añadir nueva DG sobre la existente con acceso firme. Esta perspectiva sólo determina las pérdidas para un determinado nivel de carga (consumo) y de producción DG asociada a ese momento. Por ello, no puede incorporar el efecto de las fuentes de generación DG variable o no gestionable (viento, fotovoltaica, etc.), especialmente en momentos en los que se puede invertir el sentido de determinados flujos de potencia en la red (máxima generación con mínimo consumo). Por otra parte, la inherente variabilidad de la carga puede condicionar el óptimo tamaño y ubicación de la DG gestionable bajo la óptica de minimizar las pérdidas de potencia, cuando en un determinado horizonte temporal pueda no ser el óptimo equivalente por pérdidas de energía.
- La **optimización de las pérdidas de energía** en la red en un horizonte temporal como indicador de la eficiencia de las redes del DSO, conlleva la necesidad de capturar el efecto de la variación en el tiempo de la demanda por consumo y de la DG (en general, DER), con accesos firmes o flexibles. Para ello, resulta necesario identificar el comportamiento en dicho horizonte de la demanda por consumo, así como la generación gestionable y no gestionable conectada a la red de distribución. Esta perspectiva de gestión activa de la red como sistema (ADSM), con la ayuda del AC OPF, permite tratar la optimización referida para una adecuada comparativa entre soluciones de posibles desarrollos de red planificados que incorpora los recursos DER en condiciones de acceso flexible, a través de innovadores sistemas de control de los recursos conectados a la misma.

Pocos estudios han investigado el problema multi-objetivo de la optimización de las pérdidas de energía considerando la variación temporal de la demanda por consumo y la generación distribuida, junto con el despliegue de las redes inteligentes y sus emergentes servicios [142] que también puede contribuir a optimizar las pérdidas de energía en el sistema. Esto es debido a la complejidad intrínseca del problema, junto al hecho de que la reducción de pérdidas de red, como medida de su eficiencia energética, forma parte subordinada del objetivo superior de menor coste global para el conjunto del sistema (generación, transporte y distribución de la energía eléctrica) para cubrir la demanda por consumo, en condiciones de calidad y seguridad reguladas.

QUINTA CONSIDERACIÓN

En determinados escenarios de demanda-consumo (*snapshots*), el objetivo local exclusivo de minimizar las pérdidas de energía en la red, ajustando o variando recursos de mayor coste que las pérdidas que se minimizan, puede conducir a soluciones no aceptables, o incluso absurdas, de restricción de la DG renovable no almacenable, ocasionando el vertido de su recurso primario, de menor coste de generación para el sistema, provocando la necesidad de sustitución por generación convencional, de mayor coste de generación para el sistema. Es decir, en esencia el objetivo de despacho económico no contemplaría las pérdidas de red sino la cobertura de la demanda al menor coste y, con ello, la prioridad de acceso de la producción eléctrica de origen renovable no gestionable. En la práctica, las aplicaciones de OPF para despacho económico contemplan el impacto de la DG sobre las pérdidas de la red a la que se conecta como un sobrecoste asociado de su producción, permitiendo ajustar recursos disponibles (de coste marginal) para optimizar las pérdidas de la red.

Esta característica referida de las aplicaciones OPF para el despacho económico en relación a las pérdidas de red, puede ser utilizada en la planificación de la red en ámbitos con DG no gestionable con prioridad de acceso al sistema.

Por este motivo, en el contexto ADSM referido, en el presente trabajo se utiliza el criterio de optimización de las pérdidas de energía en la red, frente al objetivo absoluto de minimizarlas, al entender que su perspectiva y alcance resulta un aspecto necesario, pero no el único, a considerar en la adecuada comparativa entre distintas soluciones de planificación de red.

8.3.5 Claves regulatorias en la evaluación de nuevas infraestructuras de red

Al evaluar el alcance de los aspectos económico retributivos del marco regulatorio sobre la solución técnica vinculada al desarrollo de nuevas infraestructuras de red, para asegurar la cobertura de la demanda de consumo con la calidad de servicio reglamentaria, resulta necesario resaltar que en todas las metodologías sintetizadas en el epígrafe 2.4.3 Metodologías para retribuir la actividad de distribución eléctrica, se reconoce una remuneración de la actividad de distribución eléctrica en base a tres componentes:

- **Capital invertido** (inversiones intensivas en capital y de largo plazo de amortización).
- **Costes de su operación y mantenimiento;**
- **Otras tareas reguladas de la empresa distribuidora.**

Además, se establecen los oportunos incentivos a la eficiencia en los costes incurridos, la calidad del servicio y la gestión eficiente de las pérdidas.

SEXTA CONSIDERACIÓN

Como parte del modelo propuesto de planificación de red de distribución en la presente tesis, para evaluar y ponderar los aspectos económicos y regulatorios, de la metodología retributiva de la actividad de distribución eléctrica del marco regulatorio español se adoptan dos de los componentes antes señalados: el capital invertido y sus costes de operación y mantenimiento.

Esta metodología, además de significar su aplicación vanguardista un referente a nivel mundial dentro del contexto regulatorio en desarrollo de las Directivas Europeas aplicables, permite cuantificar de forma objetiva las claves para la evaluación referida y, de este modo, poder configurar este ámbito del modelo propuesto de planificación de red.

En este sentido, en el marco regulatorio español la formulación que determina la retribución de la actividad de distribución relativa al capital invertido y sus costes de operación y mantenimiento se establece en los artículos 10 al 12 del RD 1048/2013, de 27 de diciembre [24] y se vertebra bajo dos conceptos: el cálculo de la retribución base vinculada a la red existente en servicio al comienzo del periodo regulatorio, y la retribución anual correspondiente a la red en servicio (la existente y las nuevas infraestructuras que entran a formar parte de la misma) cada año a lo largo de dicho periodo (ver Figura 8-1).

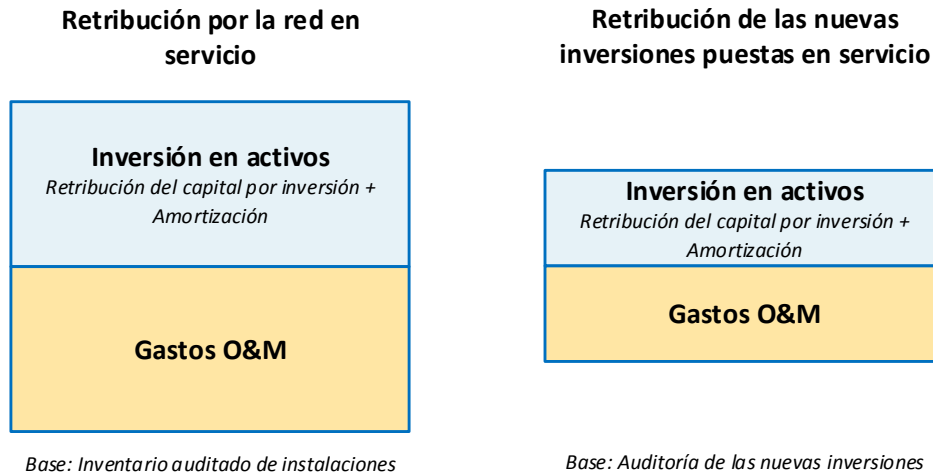


Figura 8-1: Estructura de costes reconocidos en la retribución de infraestructuras de distribución eléctrica en España.

Fuente: Elaboración propia a partir del RD 1048/2013, de 27 de diciembre.

8.3.5.1 Cálculo de la retribución base de la empresa distribuidora

De forma simplificada, se puede expresar el cálculo de la retribución base R_{base} de la empresa distribuidora del siguiente modo:

$$R_{base} = RI_{base} + ROM_{base} \quad (14)$$

Donde RI_{base} es la retribución base a la inversión de los activos que constituyen el inmovilizado base y ROM_{base} es la retribución por operación y mantenimiento de todas las instalaciones en servicio el 31 de diciembre del año base.

$$RI_{base} = \frac{(IB_{base} \cdot I_{prop}(\%) \cdot FRR I)}{VU_{base}} + IN_{base} \cdot TRF_{base}$$

$$A_{base} = \frac{(IB_{base} \cdot I_{prop}(\%) \cdot FRR I)}{VU_{base}} \quad (15)$$

$$RF_{base} = IN_{base} \cdot TRF_{base}$$

$$IB_{base} = K_{inn} \cdot \sum (UF \cdot CU_{inv}) \quad (16)$$

$$IN_{base} = IB_{base} \cdot VU_{remanente} \quad (17)$$

Donde:

- IB_{base} es el inmovilizado bruto retribuable con cargo al sistema.
- IN_{base} el inmovilizado neto retribuable con cargo al sistema.
- A_{base} es el término de retribución base por amortización lineal.
- RF_{base} es el término de retribución financiera del activo neto.
- $I_{prop}(\%)$ es el porcentaje de inversión realizada por el DSO, tras restar aportaciones y cesiones.
- $FRRI$ es el factor de retardo retributivo en la retribución por inversión de las instalaciones puestas en servicio en el año n-2 y el inicio del devengo de retribución por inversión (año n).
- VU_{base} es la vida útil regulatoria media de las instalaciones.
- $VU_{remanente}$ es la vida útil regulatoria media remanente de las instalaciones.
- TRF_{base} es la tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado durante el primer periodo regulatorio.
- K_{inm} es el factor de eficiencia de inversión.
- UF son las unidades físicas estandarizadas de la instalación (por nivel de tensión).
- CU es el valor unitario de referencia de inversión (CU_{inv}), o de operación y mantenimiento ($CU_{O\&M}$) para una instalación estándar.

$$ROM_{base} = \left[K_{inm} \cdot \sum (UF \cdot CU_{O\&M}) + \alpha_{O\&M} \cdot ROMNLAE_{base} \right] \cdot FRROM \quad (18)$$

$$K_{inm} \cdot \sum (UF \cdot CU_{O\&M}) \rightarrow \text{Activos con UF}$$

$$\alpha_{O\&M} \cdot ROMNLAE_{base} \rightarrow \text{Activos sin UF}$$

Donde:

- $\alpha_{O\&M}$ y $ROMNLAE_{base}$ son el factor de eficiencia y la retribución base por la operación y mantenimiento, respectivamente, de los activos eléctricos que no tienen unidades físicas estandarizadas.
- $FRROM$ es el factor de retardo retributivo en la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio en el año n-2 y el inicio del devengo de retribución por inversión (año n).

8.3.5.2 Cálculo de la retribución anual de la empresa distribuidora

La retribución R_{anual} de la actividad de distribución reconocida a la empresa distribuidora en el año n por el desempeño de su actividad en el año $n-2$ se determina mediante la siguiente expresión:

$$R_{anual} = R_{base} + R_{NI} + ROTD + Q + P + F \quad (19)$$

Donde:

- R_{base} es el término de retribución base a percibir por la empresa distribuidora el año n en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año $n-2$, según (14). Se denomina año base aquel que transcurre dos años antes al inicio del primer periodo regulatorio.
- R_{NI} es el término de retribución por nuevas instalaciones a percibir por la empresa distribuidora en el año n , en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base y que continúen en servicio al 31 de diciembre del año $n-2$.
- $ROTD$ es el término de retribución por otras tareas reguladas que la empresa distribuidora ha de percibir el año n , por el desarrollo de dichas tareas el año $n-2$.
- Q es el término de incentivo o penalización por la calidad del servicio, repercutido a la empresa distribuidora el año n , asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora entre los años $n-4$ a $n-2$.
- P es el término de incentivo o penalización por la reducción de pérdidas, repercutido a la empresa distribuidora el año n asociado al nivel de pérdidas de su red entre los años $n-4$ a $n-2$.
- F es el término de incentivo a la reducción del fraude en el sistema eléctrico de la empresa distribuidora el año n , asociada a la reducción de fraude lograda en el año $n-2$.

En el desarrollo del modelo de la presente tesis se utiliza el ámbito relativo a las nuevas inversiones posteriores al año base R_{NI} de la expresión (19), que corresponden a los desarrollos y refuerzos de la red de distribución planificados por necesidades propias de la misma vinculadas a su renovación, al crecimiento vegetativo de la demanda, saturaciones o incumplimientos de los parámetros operativos de la misma, calidad de servicio, o por PNG. En la Figura 8-2 este ámbito se identifica como “Nuevas inversiones posteriores al año base” en “Instalaciones” de distribución eléctrica (“Inversión y Operación y Mantenimiento”) y con retribución establecida por valores unitarios y unidades físicas construidas.

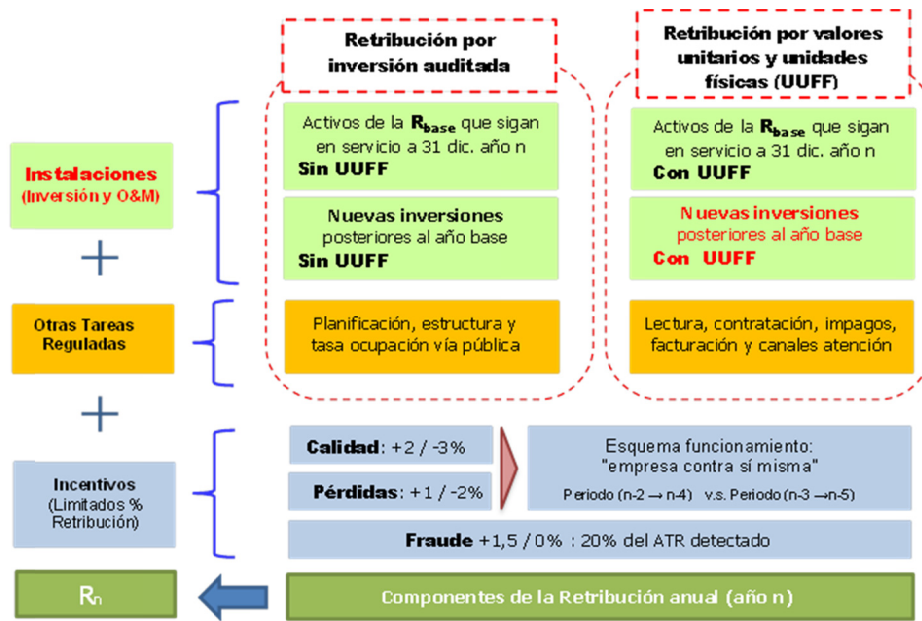


Figura 8-2: Componentes de la retribución anual de una empresa distribuidora en España.

Fuente: elaboración propia a partir del RD 1048/2013, de 27 de diciembre.

Los desarrollos y refuerzos de red asociados a nuevas solicitudes de acceso a la misma, por consumo o por generación distribuida, resultan a cargo de quien motiva la correspondiente extensión de red o ampliación de su capacidad. En suelo urbano consolidado las acometidas para nuevos suministros en régimen de baremo tienen su propio régimen económico para la retribución de sus costes (Artículos del 23 al 30 del RD 1048/2013 [24]).

El cálculo del término de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base se establece en el artículo 12 del RD 1048/2013, con una estructura de costes idéntica al cálculo de la retribución base (14): un término de retribución financiera de la inversión inmovilizada neta que no ha superado su vida útil regulatoria y su correspondiente amortización lineal (15); y otro término asociado a la operación y mantenimiento de la misma (18). Ver Figura 8-1.

Por ello, en el modelo referido para las nuevas infraestructuras, R_{NI} , se adoptan los conceptos retributivos del capital invertido (15) y su operación y mantenimiento (18) en base a las unidades físicas constructivas previstas y los valores unitarios retributivos establecidos por el Regulador [145], [147].

8.4 SIMULACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA BASE DE TRES NUDOS

Un sistema mallado simple, formado por tres nudos (**sistema base**), permite ilustrar los conceptos, características y limitaciones que enmarcan el modelo de simulación del comportamiento del sistema mediante AC OPF, así como formular las bases de la función objetivo para optimizar el mismo, que se desarrollan en los siguientes apartados.

En la Figura 8-3 se muestra el referido sistema base , que consiste en una red mallada formada por tres nudos, en donde el slack bus (nudo flotante) es el nudo 1. En el nudo 2 existe un generador DG no

gestionable de 10 MW y en el nudo 3 una carga (demanda por consumo). Por simplicidad, sólo la tensión en el nudo 1 se mantiene regulada (dato) y, por ello se omite la transformación en este nudo desde otro nivel de tensión. Además, en la Figura 8-3 también se han incluido los parámetros característicos de las líneas.

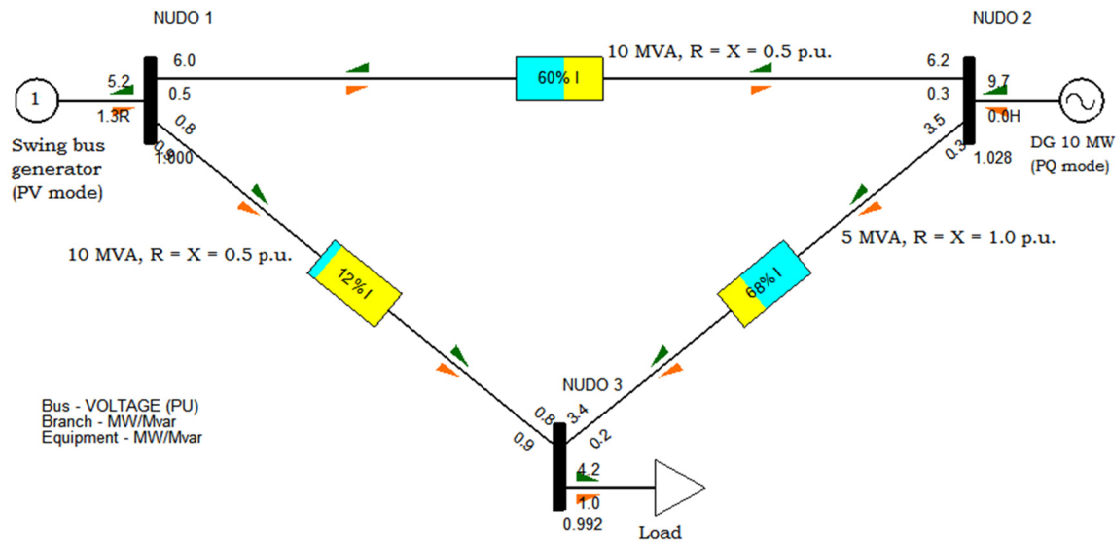


Figura 8-3: Sistema base formado por una red mallada de tres nudos y tres líneas en un “Escenario crítico habitual”: máxima producción DG y mínima demanda de consumo previsible.

Fuente: Elaboración propia

La demanda por consumo en el nudo 3 corresponde a la carga registrada en cada hora del año 2013 en la transformación 220/20 kV de una subestación existente en una provincia española, que se descontextualiza normalizándola a 1 máx. p.u. y referenciándola después a los valores de carga máxima de $(12 + 6j)$ MVA, registrada en 2013 (ver Anexo A.1). La generación renovable en el nudo 2 corresponde con la producción 2013 de un parque eólico próximo a la referida subestación que, del mismo modo, se descontextualiza normalizándola a 1 máx. p.u. y después se referencia a $(10 + 0j)$ MVA $-\cos \varphi = 1$ (ver Anexo A.1). Mediante programación Phyton para PSS[®]E, ver. 31.0, se realizan los 8760 flujos de carga (ver Anexo A.3) que permiten el análisis de este sistema base (ver Anexo A.2), cuya síntesis se muestra a continuación.

Desde el ámbito de la programación no lineal, en la Figura 8-3 se incluye el resultado de un reparto de cargas (AC PF) en el “escenario crítico habitual”, o más desfavorable previsible, de mínima demanda por consumo y máxima generación DG, en base a los registros de 2013 y desde la perspectiva de la transformación al sistema en el nudo 1. Este escenario, que resulta único en 2013, se identifica con fecha 18.5.2013 a las 7 horas, momento en el que se produce la mayor diferencia entre generación DG en el nudo 2 y el consumo en el nudo 3, pues en el modelo construido resulta que el momento de máxima generación no coincide en 2013 con el de mínima demanda por consumo.

Del mismo modo, desde la perspectiva de planificación de redes en el ámbito de la programación no lineal, a continuación se muestran tres resultados del análisis del comportamiento de dicho sistema base:

- Tras incorporar el histórico temporal de un año, tanto en la demanda por consumo como en la generación DG, el reparto de cargas (AC PF) para cada hora del año permite identificar los distintos escenarios de incumplimiento de los límites térmicos de la línea entre los nudos 2 y 3.

En la Figura 8-4 se muestra el peor de ellos, con fecha 23.01.2013 a las 21 horas, que en este sistema base se denomina “escenario más desfavorable identificado”.

- A partir del “escenario más desfavorable identificado” anterior, mediante OPF se ajusta la generación DG para maximizar su producción de acceso preferente dentro de los límites térmicos referidos. En la Figura 8-5 con ajuste de la potencia activa y reactiva generada en el nudo 2, y en la Figura 8-6 sólo con ajuste de la potencia activa de dicha generación DG.

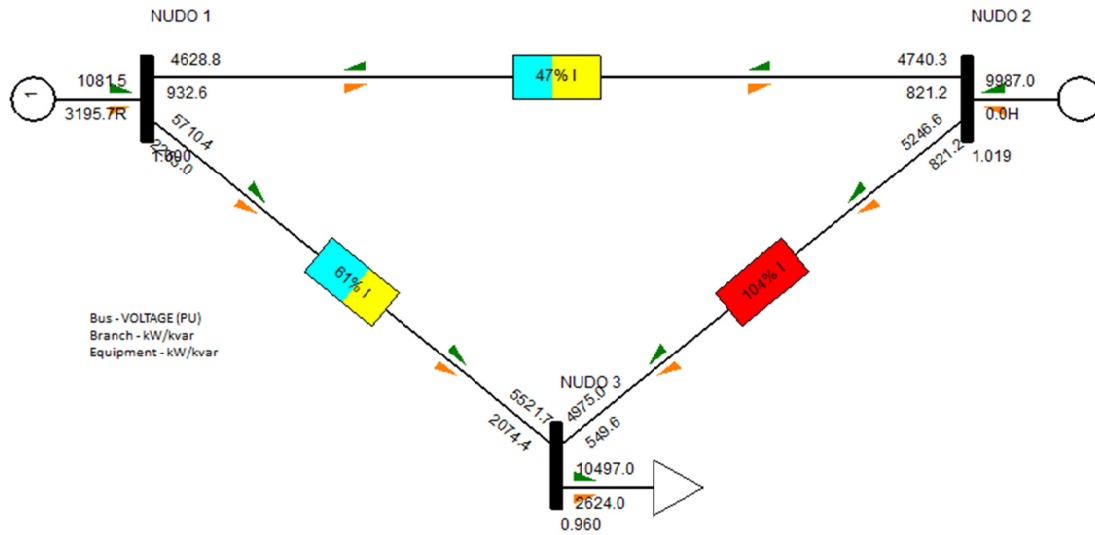


Figura 8-4: Escenario más desfavorable identificado en base al análisis PF de series temporales.

Fuente: Elaboración propia.

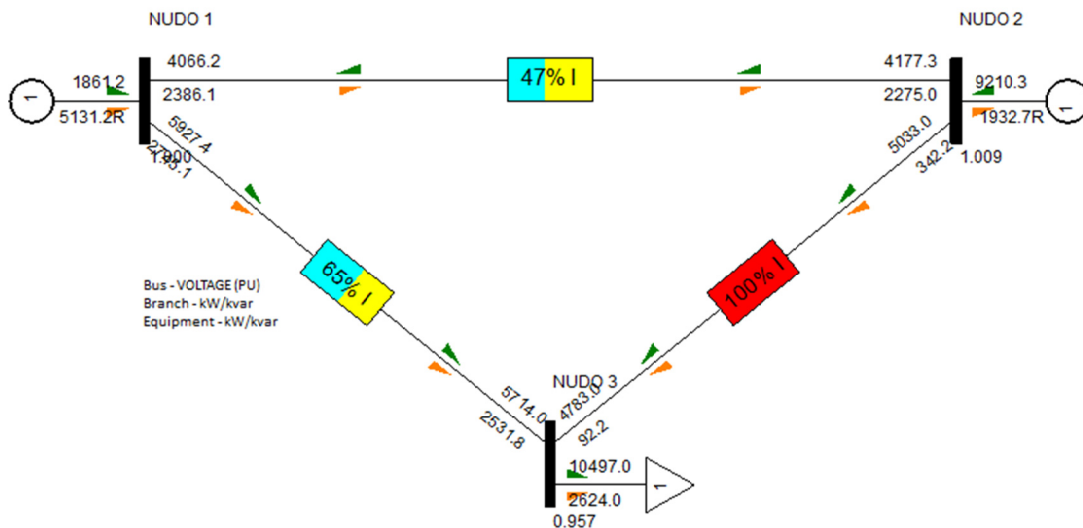


Figura 8-5: Resolución con OPF en despacho económico del “Escenario más desfavorable identificado” mediante el ajuste de la generación activa y reactiva con prioridad de acceso.

Fuente: Elaboración propia.

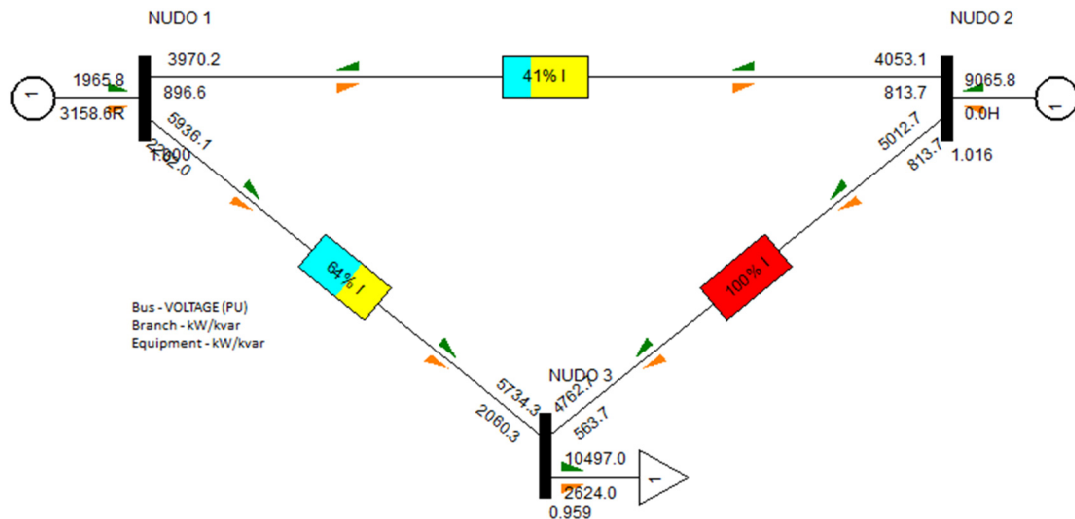


Figura 8-6: Resolución con OPF en despacho económico del “Escenario más desfavorable identificado” mediante el ajuste sólo de la generación activa con prioridad de acceso.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 8-3 se identifica un escenario crítico de la mínima demanda (4,2 + 1j) MVA con una elevada producción DG de 9,7 MW con factor de potencia de la unidad. El reparto de cargas tradicional AC PF indica que la línea 2 - 3, con un rating inferior a las otras dos, se encuentra ligeramente cargada pero dentro de sus límites térmicos. Pérdidas de potencia activa (*active power losses*): 306,2 kW.

En la Figura 8-4 se ha introducido la dimensión temporal mediante reparto de cargas (AC PF), con generación DG y carga variables. La variación en el tiempo que observa el nudo 1 como generador es el resultado del reparto de cargas en cada momento. Los repartos de carga a lo largo de las 8760 horas del año permiten identificar situaciones más desfavorables que la anterior referida, uno de cuyos escenarios (el peor) es el representado, en el que se observa una sobrecarga (intensidad) del 4%, al coincidir en este caso un momento de máxima generación con máxima demanda (instante representado). Pérdidas de potencia activa: 571,8 kW.

Para evitar dicha sobrecarga, resulta necesario restringir la producción DG, como se muestra en la Figura 8-5 y en la Figura 8-6, en base al AC OPF que maximiza dicha producción por despacho económico en cada momento, ajustando P y Q del generador en el nudo 2 (Figura 8-5) o únicamente P (Figura 8-6) bajo el supuesto de factor de potencia de la unidad no modificable, pero en ambos casos se logra cumplir con las restricciones térmicas que establece la capacidad de la línea 2 – 3. Frente al escenario de la Figura 8-3, se observa en ambos supuestos que se invierte el flujo de potencia activa en el nudo 1. Pérdidas por potencia: 574,5 kW (Figura 8-5) y 534,6 kW (Figura 8-6).

El grado de carga en cada línea representa un promedio del valor de su intensidad a lo largo de su longitud, dado que el OPF trata las restricciones asegurando que el valor de la carga no exceda sus límites en los extremos de la misma.

En la Figura 8-7 se muestra en esquema la secuencia de las actividades para el análisis realizado mediante AC PF y OPF buscando optimizar la red objeto de estudio optimizando las pérdidas.

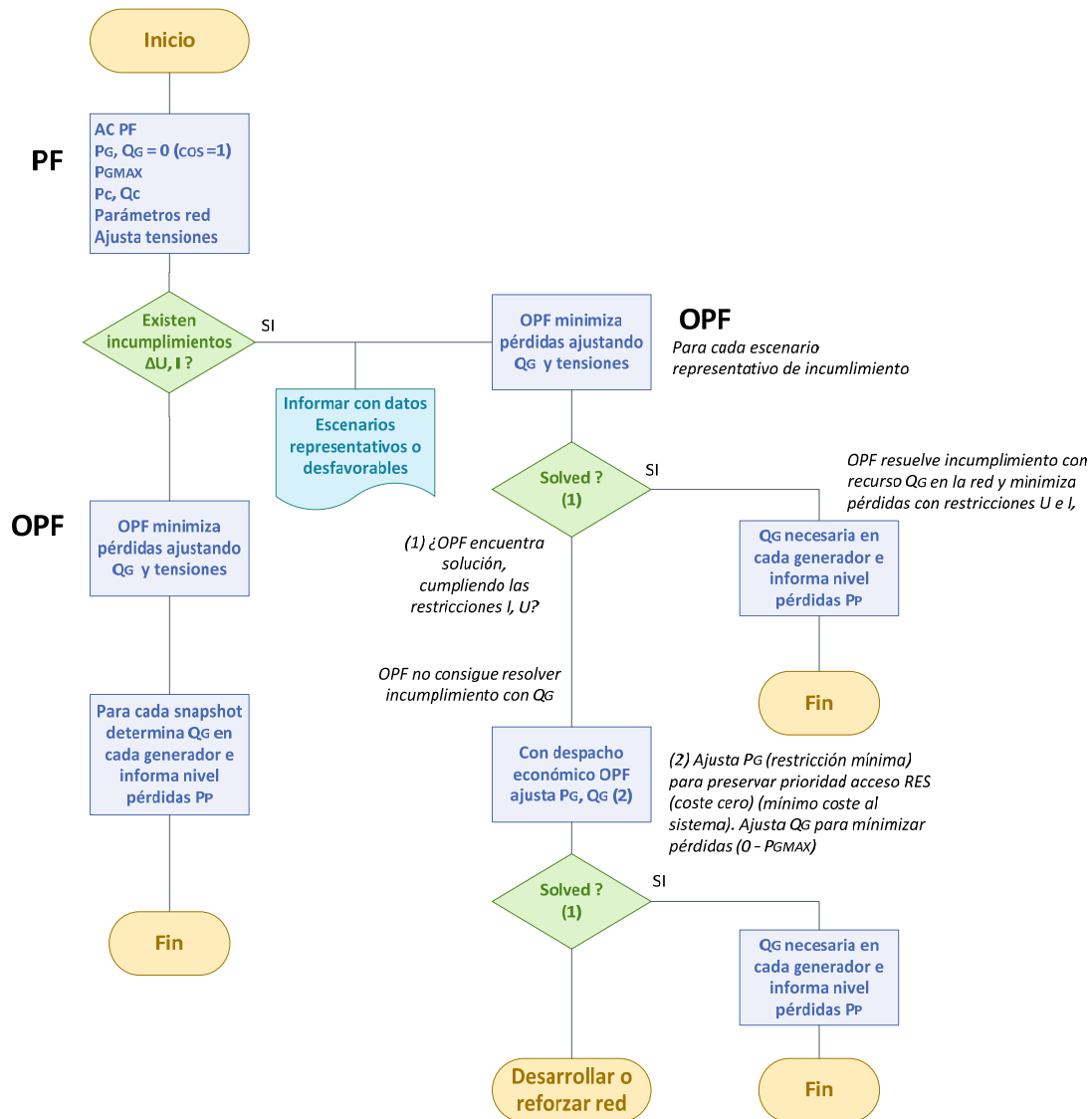


Figura 8-7: Flujoograma de optimización propuesto de la red mediante el OPF de PSS®E.

Fuente: Elaboración propia.

El análisis realizado en este sistema base permite señalar las siguientes conclusiones:

- El escenario más desfavorable en el sistema base, en este caso, no coincide con el crítico habitual desde el punto de vista en el swing bus, que podría tratarse, por ejemplo, de una transformación de tensión desde otro sistema.
- El ajuste de la producción DG (P y Q, o sólo P) logra resolver las restricciones de red en el escenario más desfavorable, maximizando la misma (AC OPF con despacho económico).
- En este sistema base y para las condiciones de carga (consumo y DG) AC OPF no logra resolver las referidas restricciones de red al actuar únicamente sobre la potencia reactiva Q de la DG en el nudo 2.
- Se constata la dificultad de análisis al incorporar la dimensión temporal en la simulación del comportamiento de un sistema, por el volumen de datos a tratar y el proceso para corregir inevitables inconsistencias de las medidas registradas en series históricas.

Como consecuencia, resulta crítico acotar adecuadamente el problema (alcance de red y escenario temporal), junto con la función objetivo objeto del análisis.

Para completar las conclusiones acerca del funcionamiento del sistema base de tres nudos planteado, a continuación se evalúa la optimización de pérdidas alcanzada en el mismo.

En la Figura 8-8. se muestra la curva monótona anual de carga de potencia activa por consumo (PC) en el nudo 3 del sistema base de tres nudos analizado en el presente apartado. El valor medio anual de la carga resulta de 6,43 MW.

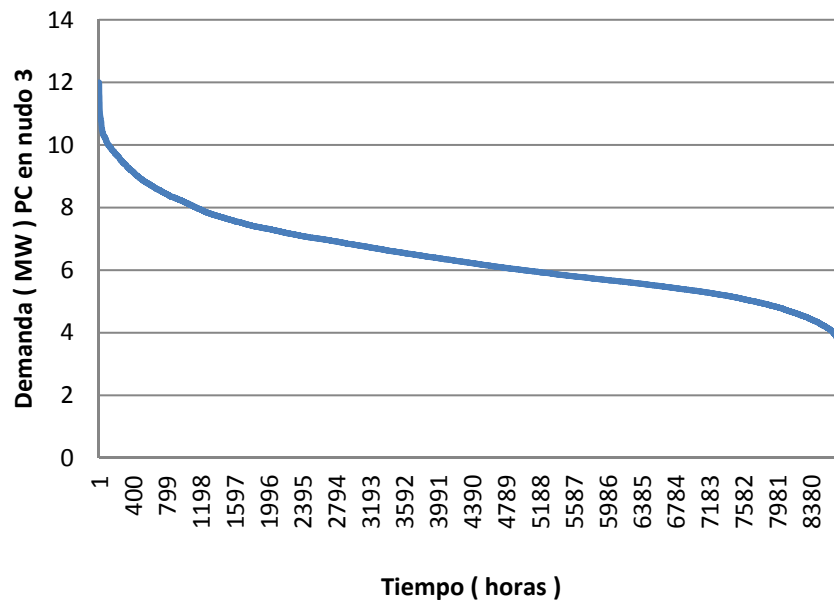


Figura 8-8: Monótona anual de carga (potencia activa demandada) por consumo PC observada en el nudo 3 del sistema base

Fuente: elaboración propia.

En la Figura 8-9. se representan las **pérdidas horarias de potencia activa**, en MW, del sistema base referido, en función de la potencia activa de la producción eléctrica inyectada, potencia activa de generador (PG), en el nudo 2, en los tres contextos de demanda por consumo en el nudo 3 que se indican a continuación:

- Demanda máxima anual constante (12+3j) MVA: curva PC=12 MW (8760 puntos);
- Demanda media anual constante (6+1,5j) MVA: curva PC=6 MW (8760 puntos);
- Demanda variable en el tiempo, según registro histórico: nube de 8760 puntos (PCvariable en t).

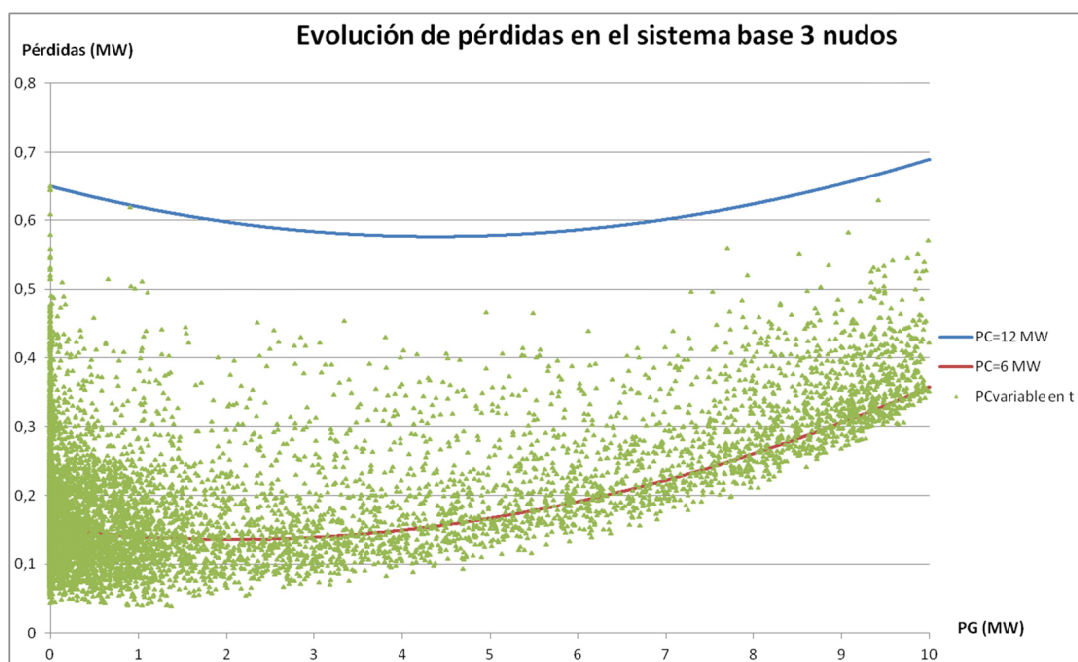


Figura 8-9: Evolución de pérdidas horarias observada en el sistema base de tres nudos, en tres contextos de demanda por consumo PC en el nudo 3, en función de la producción PG inyectada en el nudo 2.

Fuente: Elaboración propia.

En el horizonte temporal de estudio (un año), la Figura 8-9 pone de manifiesto el efecto de la incorporación de la producción DG sobre las pérdidas del sistema base de tres nudos mallado referido. Se observa que, con un mismo perfil de producción, con carga por consumo constante o variable, a partir de un determinado nivel de potencia inyectada DG en el nudo 2 las pérdidas en la red objeto de estudio aumentan. Si existe recurso primario abundante, este efecto en esta red orientaría a ubicar la nueva capacidad DG en otro nudo, o bien, si ello no fuera posible, y el punto de acceso a la red debe ser el mismo nudo 2, anunciaría la necesidad de desarrollar red para resolver las restricciones de sobre la línea que une los nudos 2 y 3, para evitar restricciones en la producción DG.

Así mismo, se pone de manifiesto que desde la dimensión temporal del problema el posible incremento asociado de pérdidas de energía en la red (objetivo local) frente a la posible restricción a la producción eléctrica de origen renovable (menor coste para el sistema, dado el origen de su producción) respetando las limitaciones de red, deviene en un menor coste global para el sistema (objetivo global). Es por ello, como se señaló en la Cuarta consideración, que la optimización de pérdidas de red resulta un objetivo local o subordinado al de alcanzar el menor coste global del sistema. Sobre la evolución de las pérdidas de potencia activa en el sistema base, este efecto se puede observar en la secuencia de escenarios presentados en las figuras anteriores y en el resumen presentado en la Tabla 8-1

Aunque se trate de un sistema base simplificado, en los resultados que muestra la Tabla 8-1 se puede identificar el alcance conservador del **escenario crítico habitual** que, por ejemplo, identifica las condiciones más desfavorables previsible en la transformación desde otro nivel de tensión superior (nudo 1) pero, como puede observarse en este caso, para **la red aguas abajo** de dicha transformación el sistema base presenta un escenario más desfavorable: máximo consumo coincidente con máxima capacidad de producción disponible.

ESCEENARIO	Pérdidas red (kW)	Potencia nudo 1 (MVA) Swing bus	Potencia nudo 2 (MVA) DG	Potencia nudo 3 (MVA) Consumo
Crítico habitual (Figura 8-3)	306,2	-5,2 + 1,3j	9,7 + 0j	4,2 + 1,0j
Más desfavorable identificado (Figura 8-4)	571,8	1,1 + 3,2j	10,0 + 0j	10,5 + 2,6j
Más desfavorable identificado, resuelto mediante AC OPF en despacho económico: ajustando P y Q en DG (Figura 8-5)	574,5	1,9 + 5,1j	9,2 - 1,9j	10,5 + 2,6j
Ajustando sólo P en DG (Figura 8-6)	534,6	2,0 + 3,2j	9,1 + 0j	10,5 + 2,6j

Tabla 8-1: Comparación de escenarios representativos del funcionamiento de un sistema mallado de tres nudos.

Fuente: elaboración propia.

En este supuesto, mediante AC OPF se logra el compromiso entre maximizar la producción DG respetando las restricciones técnicas de la red, abasteciendo la demanda. Para ello, se concilia la capacidad DG, ajustando la potencia activa y, en su caso, la reactiva, incrementando las pérdidas de red. Aumenta la energía (se invierte el sentido de su flujo) a través de la hipotética transformación en el swing bus, y la planta DG participa, en su caso en la posible necesidad de absorción de energía reactiva desde el sistema base.

El escenario identificado como más desfavorable en este modelo resulta independiente de la topología radial o mallada de la red aguas abajo de la transformación desde otro nivel de tensión superior, dado el carácter discreto de las instalaciones DG y las demandas por consumo conectadas en la red de distribución eléctrica en los niveles de tensión MAT, AT o MT, con sus correspondientes perfiles de carga no necesariamente coherentes o correlacionados en el tiempo; a lo que se añade la posible existencia de “cuellos de botella” de la red en su realidad, que limitan su capacidad para determinados flujos de potencia. Por ello, las conclusiones extraídas sobre este modelo sencillo mallado resultan trasladables al análisis de redes con topología radial y reparto no uniforme de cargas (generación y/o consumo).

8.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 8

Como extracto de conclusiones de lo tratado en los apartados precedentes cabe señalar los siguientes aspectos, que forman el mapa conceptual del presente Capítulo:

Ámbitos de investigación y desarrollo de la tesis que encuadran la evolución del tratamiento clásico de la planificación y operación de la red de distribución hacia un enfoque de sistema eléctrico de distribución:

- Planificación y operación de red que incorpora los recursos DER (Capítulos 6 y 7);
- Condiciones de acceso y conexión a la red de los recursos DER (Capítulos 6 y 7);
- Tratamiento del ámbito temporal en la planificación de redes (Capítulo 6);

Factores de influencia que pueden contribuir a incrementar o aliviar las necesidades de red (8.2.1):

- Tecnología DER-DG.
- Estado de la red.
- Penetración y vocación de permanencia de los recursos DER-DG.
- Tensión del punto de conexión de DER-DG a la red y grado de atomización.
- Ubicación eléctrica de los recursos DER-DG.
- Combinación de recursos DER.

Fundamentos del proceso de construcción del modelo de planificación propuesto:

- **Ámbito de aplicación (8.1.2):**
 - Sistema en régimen estacionario, en estado normal o de alerta.
 - Recursos DER vinculados al ámbito de generación distribuida de energía eléctrica. Aunque no se incluye la incorporación de recursos DER asociados a la demanda por consumo, éstos podrían incorporarse al modelo sin gran dificultad.

- **Principios básicos (8.2.1):**
 - Planificación y operación de red que incorpora los recursos DER, frente al enfoque de tratar de incrementar la capacidad de la red dada para incorporar los.
 - El principal inductor que determina la necesidad de la expansión y/o refuerzo de red es la necesidad de respaldo que el sistema eléctrico deba aportar a través de sus infraestructuras (distribución, transporte y generación) para cubrir la capacidad máxima requerida de servicio que la red debe satisfacer, bien por demanda de consumo o por generación distribuida.
 - La visión de eficiencia necesaria para el conjunto del sistema eléctrico, puede ocasionar controversias entre óptimos locales frente al global establecido.
 - No existe una relación universal que vincule la incorporación de los recursos DER con la necesidad de refuerzo y/o desarrollo de la red.

- **Principios con alcance sobre la estructuración y parametrización del modelo:**
 1. Condiciones de acceso y conexión a la red de los recursos DER en un contexto de redes inteligentes (8.2.2) incorporan o son capaces de recibir:
 - Servicios complementarios a la red de distribución
 - Servicios de distribución desde el sistema
 - Control operacional en base a consignas y mando en tiempo real
 2. Se adoptan técnicas deterministas que requieren acotar el tamaño del problema al incorporar la dimensión temporal del mismo (8.2.3)
 3. El acceso flexible a la red puede resultar viable (8.3.2 y 8.3.4). **Primera consideración.**
 4. Series históricas representativas de variables en el tiempo no correlacionadas (consumo y generación) pueden ayudar a tratar el problema (8.3.2). **Segunda consideración.**
 5. Al comprobar en un histórico representativo el adecuado funcionamiento de una red existente (ámbito temporal de los parámetros de funcionamiento de red) con el fin de identificar los escenarios previsibles más desfavorables, el DSO dispone del apoyo que ofrece la información vinculada al control, medida y operación en tiempo real de la misma. Esto le permite un importante ahorro de recursos de cálculo 7 de tiempo de proceso a la hora de tratar los datos históricos registrados de la red que opera (8.3.2). **Tercera consideración.**

6. AC OPF es una herramienta válida para optimizar la entrega de producción eléctrica (DG) y las pérdidas en la red (8.3.2). **Cuarta consideración.**
7. Con la adecuada parametrización, la función de despacho económico del AC OPF (función principal) permite minimizar las pérdidas en la red (función subordinada) (8.3.3) al incorporar su coste. **Cuarta consideración.**
8. Optimización global de las pérdidas de red v.s. minimización local (8.3.4). **Quinta consideración.**
9. Para evaluar las claves regulatorias en la evaluación técnico económica de las nuevas infraestructuras de red, se adoptan conceptos del modelo retributivo español en el contexto de desarrollo de las Directivas Europeas aplicables (8.3.5). **Sexta consideración.**

El funcionamiento de un sistema base de tres nudos permite ilustrar, a escala reducida, una primera simulación de los resultados esperados de la parametrización y despliegue del modelo propuesto, permitiendo establecer las siguientes conclusiones preliminares:

- Necesidad de acotar el problema (alcance de red y escenario temporal).
- Desde la función objetivo a satisfacer y restricciones operativas a respetar, comprobar:
 - o El abastecimiento de la demanda máxima de servicios (consumo y evacuación de la DG).
 - o La prioridad de evacuación de la producción DG renovable no gestionable, con acceso firme, o bien, flexible.
 - o La optimización alcanzada sobre las pérdidas en la red.
- El escenario crítico habitual puede no resultar el más desfavorable visto desde la transformación entre dos niveles de tensión de la red, por el estado de la red aguas abajo de la misma, así como por la realidad de cargas discretas por consumo y generación distribuida.
- Mediante AC OPF se logra una solución de compromiso entre maximizar la producción DG y abastecer la demanda, respetando las restricciones técnicas de la red y optimizando sus pérdidas.

CAPÍTULO 9: MODELO DE PLANIFICACIÓN PROPUESTO

9.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO

A partir del proceso de planificación y desarrollo de red presentado en el Capítulo 7 (ver Figura 7-8), como desarrollo y aportación al mismo para incorporar en la red los recursos DER desde la perspectiva de la planificación y operación de red, el modelo propuesto se estructura en tres etapas sucesivas:

- Primera etapa: Establecer el caso base.
- Segunda etapa: Planificar las necesidades y recursos de red.
- Tercera etapa: Evaluar los aspectos económico - regulatorios.

A través de este proceso se construye un modelo abierto de análisis y planificación de sistemas eléctricos, que en su parametrización incorpora las capacidades de los recursos DER junto con las señales económicas que establece la regulación en materia de distribución eléctrica, con el objetivo de apoyar la toma de decisiones sobre la necesidad y el momento de acometer las inversiones de desarrollo y/o refuerzo en la red de distribución eléctrica.

El análisis de sistemas eléctricos de gran extensión dirigido a comprobar su adecuación a los servicios regulados de una red de distribución interconectada compleja, trata de acotar el ámbito de estudio sin perder la perspectiva de sus ámbitos de influencia. La visión desde un alcance agregado como sistema puede encubrir situaciones de funcionamiento zonal o local del mismo no deseable, que deben ser identificadas e incorporadas en el proceso de planificación y desarrollo de red.

Como resultado de la **primera etapa** del proceso referido se obtiene información relevante para la planificación y diseño de los refuerzos y desarrollos futuros de la red, a partir de la identificación o construcción de un escenario o **caso base** que represente el funcionamiento del sistema bajo condiciones de operación reales o previstas como normales de forma satisfactoria para el planificador de red y acordes con los criterios de operación aplicables [75]. Los resultados del reparto de cargas (PF AC) en el caso base constituyen la referencia para comparar los cambios en los flujos de intensidad y niveles de tensión de la red en condiciones de contingencia y la capacidad de gestión de sus recursos disponibles, o potencialmente disponibles (OPF AC).

Si con los recursos presentes en el sistema las situaciones de funcionamiento no deseables detectadas no quedan resueltas, es necesario diseñar los desarrollos o refuerzos de red necesarios para incorporarlos al caso base del sistema. Con ello da comienzo la **segunda etapa**, que incorpora los desarrollos de red en curso o planificados, los compromisos en firme de consumo y generación distribuida. Además, agregará los posibles escenarios de evolución vegetativa de la demanda, así como de generación distribuida (en general, de recursos DER disponibles o potenciales), y será sometido al análisis de las contingencias posibles.

A partir del caso base, este proceso iterativo entre el planificador del sistema y la herramienta soporte del reparto de cargas (PF y OPF AC) finaliza cuando el comportamiento resulta satisfactorio para la cobertura de una demanda razonable en las condiciones exigidas por la reglamentación en materia de calidad y seguridad de suministro, así como de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico.

La **tercera etapa** incorpora al proceso de planificación los aspectos económicos retributivos regulados de la actividad de distribución eléctrica vinculados a los desarrollos y/o refuerzos de la red, junto con los

potenciales recursos DER en el horizonte de la planificación. Con esta etapa se completa el marco técnico – económico de decisión que permite valorar la oportunidad de realizar las inversiones en la red que incorpora los recursos DER, frente al riesgo asociado de no acometerlas o demorarlas en el tiempo, dentro del contexto de las consideraciones realizadas en el Capítulo 8.

9.2 RED DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTE.

El modelo que se propone para el análisis y planificación de sistemas eléctricos de distribución se parametriza para una red existente con limitaciones reales, fruto de su evolución histórica (origen y evolución de la empresa distribuidora, zona geográfica, tipo de mercado, crecimiento y desarrollo de infraestructuras en la zona, condiciones retributivas, etc.).

Las características de la red de distribución existente son las siguientes:

- No es perfecta e incorpora la complejidad del mundo real.
- Es retribuida de forma regulada para una calidad y seguridad de suministro regladas.
- Su planificación y desarrollo se realiza en un contexto de evolución hacia red inteligente [130], con una mayor visibilidad de los puntos de conexión a la misma, lo que se traduce en una mayor disponibilidad de datos para su planificación y operación; además, en su marco de desarrollo *“Los Estados miembros se asegurarán de que las autoridades nacionales de regulación ... aporten incentivos para que los operadores de redes pongan a disposición de los usuarios de la red servicios de sistema que les permitan aplicar medidas de mejora de la eficiencia energética en el contexto de despliegue continuo de redes inteligentes.”*
- Incorpora de forma progresiva de herramientas de cálculo habituales en la red MAT/AT a los procesos de planificación de redes de distribución MT. Esto permite profundizar en este ámbito de redes de tipo radial y sus interfaces con los niveles de tensión superior. Mayor número de datos. Variedad reducida de tecnologías DG (básicamente: cogeneración térmica, PV, y biomasa) lo que favorece el establecimiento, en su caso, de las hipótesis de su producción con prioridad de acceso [63].
- Mejora de red de distribución pasiva (condiciones de acceso firmes – *“fit and forget”* -) hacia una gestión activa del sistema de distribución (ADSM) (condiciones de acceso flexibles), que posibilita la evolución del actual concepto *“hosting/accomodate DER”* hacia un efectivo *“integrating DER”* [62]; .
- Incorpora en su planificación los recursos DER [63].

9.3 ESTABLECER EL CASO BASE.

En esta etapa se comprueba el funcionamiento actual de un sistema eléctrico existente de distribución eléctrica objeto de estudio, planificación y desarrollo y se elabora el caso base. Para ello se identifican las condiciones operativas de estrés más desfavorables en su funcionamiento, y así comprobar los posibles incumplimientos (situaciones de sobrecarga o niveles de tensión no admisibles) y, como consecuencia, sus restricciones operativas (registradas o no) (Figura 7-8). Además, se evalúan los riesgos incurridos asociados a las mismas, si no resulta posible cubrir la demanda en situación de contingencia (estado n-1), a través de la potencia no garantizada (PNG).

El desarrollo de esta etapa, previa a la planificación propiamente dicha (segunda etapa), se conforma a través del despliegue de tres actividades fundamentales de análisis de la red objeto de estudio, que se desarrollan en los siguientes apartados:

- Conocer la red.
- Identificar los posibles subsistemas eléctricos, para tratar desde la planificación cada problema con el detalle necesario.
- Identificar los escenarios críticos de su funcionamiento.

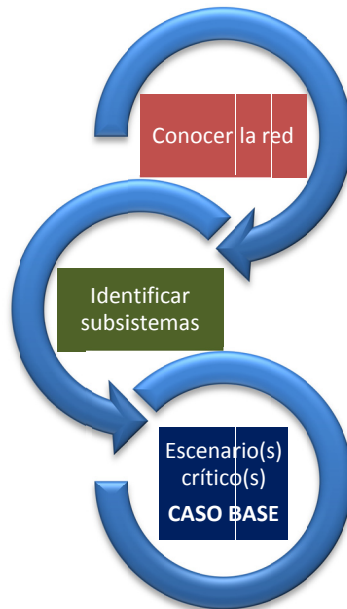


Figura 9-1: Actividades de análisis para establecer el caso base de la red objeto de estudio.

Fuente: Elaboración propia.

9.3.1 Conocer la red

Aunque se puede abordar la simulación del comportamiento pasado de la red a partir de los datos históricos registrados mediante la técnica del reparto de cargas (AC PF), en la práctica de la industria eléctrica la comprobación previa de dicho comportamiento se realiza en base a lo sucedido en la operación real de la misma. Este enfoque resulta adecuado como consecuencia de disponer de la medida y control de la red objeto de comprobación, a partir de la información contenida en los sistemas de asistencia y apoyo a la operación en tiempo real (histórico de cargas horarias, por consumo y generación distribuida, registro de alarmas, etc. en cada nudo) y del conocimiento adquirido a partir de la operación de la misma.

No obstante, pueden haberse producido en el pasado situaciones de incumplimiento no detectadas por los sistemas referidos (potenciales incumplimientos no registrados) en estado N que, aunque no hayan ocasionado un colapso local en la red (avería), o reclamaciones por parte de sus usuarios, constituyen un punto débil o restricción operativa potencial (futura avería o envejecimiento prematuro del elemento o equipo correspondiente) y, por ello, deben ser identificadas.

Por tanto, los datos disponibles en los sistemas del DSO para la asistencia y apoyo a la operación en tiempo real de la red objeto de análisis permiten delimitar con suficiente precisión las condiciones operativas de estrés más desfavorables de su funcionamiento (escenarios críticos) en la subsiguiente actividad del análisis. Como se ha señalado en los capítulos precedentes, los distintos comportamientos de los recursos energéticos distribuidos (DER) no gestionables pueden provocar distintas situaciones operativas (ver los factores de influencia o inductores DER sobre las necesidades de red en Capítulo 8)

en función de la topología, estado y características de la red, su ubicación en la misma, las características de la demanda a abastecer, el nivel de penetración de la DG y las características de su producción eléctrica, etc.

“Conocer la red” permite optimizar el uso de la red existente a partir de la gestión de sus propios recursos constitutivos (regulación en carga de los transformadores en subestación, compensación de energía reactiva y topología de red), junto con los “potencialmente disponibles” conectados a la misma (por ejemplo, la capacidad DG de regular o mantener consignas de P y Q, asociada normalmente a las principales instalaciones) que pueden aportar servicios complementarios sinérgicos con los servicios desde la red de distribución (DSS), o que puedan ser compensados económicamente (ver apartado 7.5.2).

El DSO al informar el acceso a su red aplica los criterios relativos a la limitación de la potencia de cortocircuito (Pcc) y demás requisitos técnicos aplicables al establecer las condiciones técnicas de cada punto de conexión (ver sección 5.4.3.3). Por ello, el nivel Pcc se mantiene dentro de los límites de diseño de la misma.

Parámetros característicos en la actividad “Conocer de red”
<ul style="list-style-type: none">• Datos e información sobre la operación de red registrada.• Ámbito temporal: uno o dos años.• Topología en el tiempo de red actual.• Parámetros operativos de funcionamiento (datos históricos).• PNG, pérdidas y nivel Pcc.• Recursos DER conectados a la red con tecnología capaz de recibir servicios de red y dar posibles servicios complementarios.

Tabla 9-1: Parámetros característicos en la actividad “Conocer de red”.

Fuente: Elaboración propia.

9.3.2 Identificar los subsistemas eléctricos

A la par que se analiza el funcionamiento de la red existente, resulta de gran utilidad identificar los subsistemas eléctricos que la componen (ver apartado 7.5). El criterio empleado para establecer un subsistema eléctrico o ámbito de estudio, dentro de una red de distribución, con el fin de poder detectar los escenarios de mayor estrés, se basa en identificar los flujos de carga en el balance energético vinculado al mismo. Este balance, que incluye la demanda (consumo y pérdidas), la generación distribuida que inyecta su producción eléctrica en dicho ámbito, y la aportación a través de las interconexiones del mismo con el resto del sistema, o conjunto de ámbitos de influencia. El criterio como se verá a continuación no resulta cerrado y, como consecuencia, en cada supuesto de red debe ser adaptado a la realidad objeto de estudio [75].

Para identificar los subsistemas eléctricos de un sistema de distribución se exploran los distintos ámbitos de red, dentro del sistema eléctrico del que forman parte, buscando aquellos que resulten homogéneos en la estructura de su balance energético y comportamiento esperado. Para cada subsistema detectado se identifica su interconexión, o interconexiones, con el nivel de tensión superior al que se conecta (desagregación por niveles de tensión “de arriba hacia abajo”).

Si dicha interconexión resulta única, con independencia de que el subsistema aguas abajo sea mallado o no, cabe anticipar que en la propia interconexión se pueden encontrar potenciales limitaciones operativas de servicio. En este caso, resultará sencillo identificar los escenarios críticos a partir de su balance energético aguas abajo. Si el subsistema en sí mismo es mallado se identificarán los conjuntos de estructura radial que se conectan al mismo (subsistemas radiales) en los que de nuevo se podrá identificar y comprobar de forma sencilla, a través del balance energético en su interconexión con el nivel superior del que dependen, las situaciones de estrés de red (agregación “de abajo hacia arriba”) que no tienen por qué resultar simultáneas en el tiempo con el escenario crítico identificado en el nivel superior.

En consecuencia, este proceso busca identificar los escenarios críticos de red a través de conjuntos de demanda y generación homogéneos con interconexión radial con el nivel de tensión superior de tensión, pues de este modo es fácil realizar y evaluar el balance energético referido aguas abajo, visto desde la interconexión: $D = G + I$, donde D es la demanda más las pérdidas en dicho subsistema, G es la generación distribuida en el mismo, e I es la aportación a través de la interconexión referida.

Este enfoque de desagregación del sistema eléctrico en subsistemas, combinado con la agregación de subsistemas radiales aguas abajo permite estudiar las limitaciones en cada nivel de tensión a través de la identificación objetiva de los escenarios críticos representativos, o muy próximos a éstos, sin la necesidad de realizar el reparto de cargas para cada una de las horas registradas en el histórico de medidas como antes se señaló.

Si el subsistema eléctrico referido se interconecta con el nivel de tensión superior a través de varias interconexiones puede no resultar válido el balance antes descrito para la interconexión única de tipo radial, debido a la superposición de otros flujos de energía (por ejemplo asociados a fenómenos de subtransporte) en el nivel superior que podrían distorsionar dicho balance en los términos expresados. La evaluación del efecto de otros flujos de energía ajenos al balance dentro del subsistema en cuestión depende del número de interconexiones y su capacidad, así como de las características del sistema eléctrico aguas arriba. Estas consideraciones determinan la limitación que permite establecer la correlación entre generación distribuida y demanda por consumo en el subsistema identificado, de forma aislada de los posibles flujos superpuestos. En estos casos se identifican los escenarios críticos en los subsistemas radiales aguas abajo y se comprueban las condiciones operativas de mayor estrés en los niveles superiores en base al registro histórico de operación y medidas, para construir escenarios basados en hipótesis de carácter global, que se pueden establecer desde la experiencia y la operación real del sistema eléctrico afectado.

Como referencia del alcance señalado en relación al establecimiento e interacción entre subsistemas eléctricos interconectados en distintos puntos, ver las hipótesis realizadas por el TSO en la planificación del sistema de transporte eléctrico en España al establecer los escenarios críticos de funcionamiento [146].

A medida que se reduce el nivel de tensión en base a los criterios de acceso y conexión normalmente aplicados, las “soluciones de red” mitigan o resuelven el comportamiento no gestionable DG preservando la calidad y seguridad de los parámetros operativos de la red de distribución a la que se conectan. En este sentido, las pequeñas instalaciones DG (micro generación distribuida para autoconsumo con vertido de excedentes) que se conectan a la red en BT, por su tamaño y atomización, se integran muy bien con la demanda por consumo en lo que podemos entender como “previsible”. Este efecto permite planificar la carga de la red BT a partir de la agregación de la demanda neta (consumo y generación distribuida), aunque su curva de carga pueda resultar diferente a la de consumo puro.

Sin embargo, este enfoque en base a la agregación referida no resulta trasladable a instalaciones DG discretas que, de forma natural, no se integran necesariamente con la demanda local por consumo en los niveles de tensión MT, AT y MAT. Además, por su tamaño e impacto sobre la red pueden dificultar la visibilidad de dicha demanda de consumo. Por ello, es sobre este tipo de instalaciones sobre las que se centra el estudio pues, además, pueden resultar potenciales proveedores de servicios complementarios a la red de distribución a la que se encuentran conectados.

Desde este enfoque, cabe señalar que en la RED que nos ocupa la generación que vierte en el nivel de 132 kV es gestionable (hidráulica de pequeño embalse) y su volumen de producción es reducido (ver la Figura 10-6 y la Figura 10-7). Por ello, en este nivel de tensión no se prevé problemática alguna relacionada con una producción eléctrica que por su tamaño o no predecibilidad pudiese ocultar demanda por consumo, ni tampoco, a la recíproca, capacidad reseñable para aportar recursos energéticos gestionables a la red 132 kV. De producirse alguna limitación al proyectar en el horizonte de planificación las cargas conectadas en este nivel de tensión, su resolución se vincularía a soluciones de explotación y/o de refuerzo de red.

Por estos motivos, no se incluye el sistema de 132 kV para la comprobación de modelo propuesto. Quedan salvo las nuevas solicitudes de acceso que puedan surgir de agentes entrantes con potencial capacidad DER, extremo que no consta en la actualidad. Si estas solicitudes resultasen firmes se incorporarían a la planificación aplicando el modelo propuesto.

Como consecuencia, se continua en la desagregación referida, avanzando “aguas abajo” para centrar el análisis en los subsistemas de 66 kV y de media tensión, MT (20 y 11 kV), buscando establecer el balance energético $D = G + I$, visto desde la interconexión que permite identificar el subsistema como subordinado (o de carácter radial) en relación al sistema con nivel de tensión superior al que se conecta (transformaciones 132/66 kV, 220/MT, 132/MT y 66/MT), donde D es la demanda más las pérdidas en dicho subsistema, G es la generación distribuida en el mismo, e I es la aportación a través de la interconexión referida.

Este enfoque permite aislar el comportamiento del sistema “aguas arriba” del subsistema visto desde su interconexión con aquél. Con ello, se pueden identificar los escenarios críticos de red, o muy próximos a ellos, a partir de conjuntos de demanda y generación coherentes, con interconexión de carácter radial con el nivel de tensión superior. De este modo resulta fácil realizar y evaluar el balance energético antes referido, visto desde cada interconexión. Además, permite **segmentar**, o en su caso **agregar**, ámbitos de red en los que el conjunto demanda por consumo y generación resulte “homogéneo” por la estructura de su balance energético (demanda, consumo y aportación desde otros ámbitos de red) y, por ello, con un comportamiento relativamente predecible. Estos ámbitos de red o **subsistemas eléctricos** con un comportamiento o problemática similar permiten, además, su estudio con el detalle necesario para la planificación de red, sin renunciar a la visión global, al formar los mismos parte de un sistema eléctrico de mayor extensión y alcance.

en todos los nudos y ramas del sistema (reparto de cargas, AC PF, mediante la herramienta PSS®E), así como la evaluación de sus pérdidas y la potencia no garantizada (PNG).

Este enfoque en detalle y condición (estados n y n-1) no excluye “descender aguas abajo” de las medidas registradas para identificar potenciales incumplimientos no registrados, ampliando la perspectiva desde el **ámbito temporal** donde resulte necesario, sin necesidad de realizar los repartos de carga para todos y cada uno de los escenarios históricos registrados.

Para identificar los escenarios de estrés de la red con suficiente precisión influye la extensión o alcance de la misma. Por ello, resulta necesario equilibrar, en cada caso, el adecuado nivel de detalle para no perder la visión del impacto de la generación distribuida (en general, de los recursos DER) al aumentar el nivel de agregación de red. Es decir, es necesario acotar el problema (establecer los subsistemas eléctricos, ver apartado 9.3.2), para poder integrar los recursos DER adecuadamente en la planificación de red, sin perder la visión del correcto funcionamiento del conjunto del sistema.

Los estados actualizados de los elementos de maniobra en la red permiten identificar una topología de red estable (estado n), que puede depender de la época del año (verano – invierno) por la especificación técnica de los límites de capacidad de los elementos constitutivos de la red, pero la referida topología estable está especialmente condicionada en el tiempo por las nuevas incorporaciones o refuerzo de activos de red (nuevas subestaciones, nuevos circuitos, ampliaciones de capacidad, etc.).

A partir de los escenarios representativos identificados de la red actual se pueden identificar sus necesidades de desarrollo inaplazables por perentorias, y analizar la posible mejora de su comportamiento, a partir de los recursos DER actualmente disponibles en la red existente, como alternativa previa (posibles plazos de permanencia y viabilidad efectiva –tecnología DG-) a los desarrollos de red necesarios que permitan resolver las situaciones no deseables identificadas, detectadas o previstas como normales.

Parámetros en la actividad “Identificar los escenarios críticos de funcionamiento”
<ul style="list-style-type: none"> • Ámbito temporal análisis: uno o dos años. • Evolución técnica y topológica, así como desarrollos en curso. • Identificar incumplimientos de funcionamiento (registrados o no). • Enfoque de detalle y condición (n y n-1). • Identificar desarrollos de red inaplazables y optimizar sus recursos constitutivos identificados y potenciales disponibles. • PNG y nivel de pérdidas. • Datos históricos actuación demanda y DG. • Segmentar/agregar subsistemas con balance energético homogéneo. • Para estudiar cada subsistema eléctrico, agregar los sistemas de red radial aguas abajo conectados, en base a sus escenarios críticos representativos en su interconexión al mismo.

Tabla 9-3: Parámetros en la actividad “Identificar los escenarios críticos de funcionamiento”.

Fuente: Elaboración propia.

Como consecuencia de las actividades señaladas de análisis de la red objeto de estudio, el resultado de la **primera etapa** es el **caso base**. El caso base estará constituido por el escenario o conjunto de los

escenarios representativos de la condición crítica de funcionamiento en cada subsistema identificado de la red objeto de estudio, bajo condiciones de operación reales, o previstas como normales, de forma satisfactoria para el planificador de red y acordes con los criterios de operación aplicables [75].

9.4 PLANIFICAR LAS NECESIDADES Y RECURSOS DE RED

En el horizonte temporal de planificación de la red de distribución (periodo habitual, entre tres y cinco años), en la Segunda etapa se incorpora la proyección de la demanda por consumo y la producción eléctrica prevista de la generación distribuida, junto con los desarrollos de red en curso o planificados (por crecimiento vegetativo de la demanda, nuevos agentes con acceso/conexión comprometido, etc.), con puesta en servicio en dicho periodo, e integrando los recursos DER identificados como potencialmente disponibles en la primera etapa.

Estos desarrollos de red en curso quedan referidos a la planificación por desarrollo, expansión o refuerzo de la red, por necesidades propias de la red o asociados a soluciones técnicas de conexión de nuevos agentes entrantes. En consecuencia, no incluyen la renovación planificada de equipos y elementos de red vinculada al mantenimiento de los activos (gestión de activos) de la misma por su obsolescencia tecnológica o por agotamiento de su vida útil, tal y como se señaló en el Capítulo 7.

Todo ello permite identificar en el tiempo las necesidades de desarrollos de red, así como las potenciales capacidades DER, previsibles o demandados, que permiten asegurar la cobertura de la demanda referida en las condiciones de calidad y seguridad reguladas, en los distintos escenarios representativos establecidos en la primera etapa, dentro de los plazos ineludibles para poder disponer de las potenciales soluciones. O bien, otras incrementales que pueden surgir al proyectar las cargas (consumo y generación distribuida), desarrollos de red en curso o futuros, junto con los recursos DER, actuales o previsibles, de acceso flexible, a través de los correspondientes repartos de carga proyectados, en momentos o periodos críticos previstos como normales (escenarios o casos base), con evaluación del nivel pérdidas en la red y la potencia no garantizada (PNG).

Desde la perspectiva de red, el potencial recurso DER se identifica través de la capacidad disponible o inducida de acceso flexible en determinados nudos de la misma, junto con la señal económica asociada a la entrega predecible y pactada de los correspondientes servicios complementarios a la red. Como alternativa compatible con el desarrollo previo normativo necesario, la comparativa económica entre la disponibilidad efectiva de los recursos DER frente a la inversión necesaria de red (retribución regulada y su plazo de puesta en servicio), o bien, su posible retraso en el tiempo, posibilita evaluar la bondad o la oportunidad de la incorporación de los mismos en el horizonte de planificación de red referido, así como en la operación de la red como sistema (ver apartado 8.2).

La principal aportación de la tesis al proceso de planificación de la red de distribución consiste en ofrecer una metodología para identificar las posibles limitaciones referidas, incorporando los recursos DER en el análisis de soluciones en el proceso de planificación de la red como sistema. De este modo, se amplía el ámbito de posibles soluciones viables, desde la eficiencia en costes que se trasladan al sistema, para contribuir a la calidad y seguridad de sus servicios. Este ámbito ampliado de soluciones considera, además de las soluciones tradicionales de desarrollo y refuerzo de la red, los recursos locales de generación, almacenamiento o gestión de la demanda con capacidad de compromiso para apoyar a la red de distribución desde la oferta de servicios complementarios en respuesta a los servicios de la propia red como sistema (abastecimiento eléctrico, respaldo de capacidad, estabilidad de tensión y frecuencia, e información a los agentes conectados).

Esta nueva interacción entre los recursos DER y la red de distribución permite la evolución del concepto tradicional *Fit and Forget* y propone una nueva condición de acceso a la red de los mismos denominado **acceso flexible**. De este modo, los recursos DER pasan de ser parte del problema de la planificación de la red de distribución y se posicionan como parte de la solución.

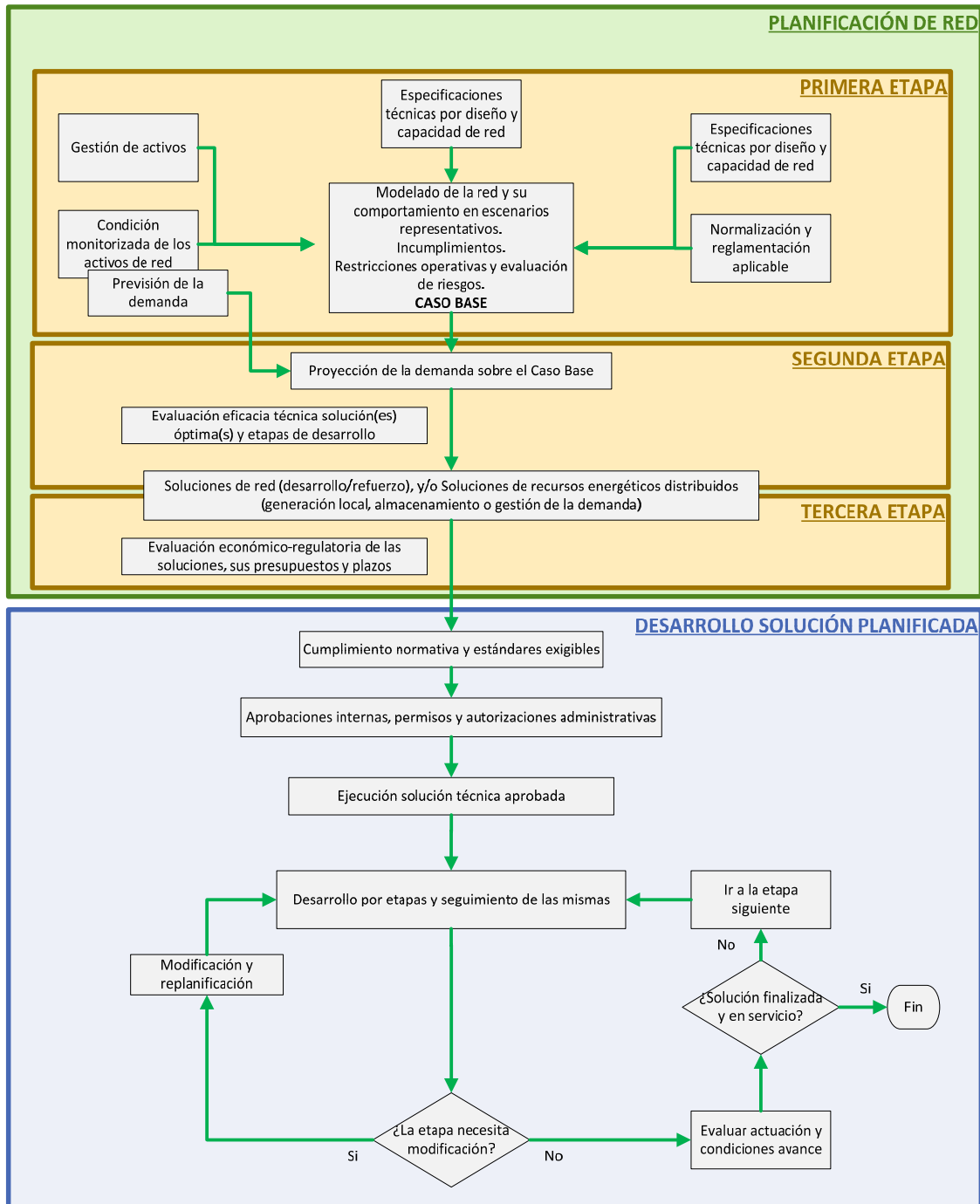


Figura 9-2: Etapas en el modelo propuesto de planificación y desarrollo de red de distribución.

Fuente: Elaboración propia a partir de [52].

Siguiendo la metodología tradicional [52], en el Capítulo 7 se identifican las principales actividades que configuran el proceso de planificación y desarrollo de la red de distribución eléctrica. Este proceso queda sintetizado de forma gráfica en el diagrama de flujo de la Figura 7-8, y da comienzo con el análisis del comportamiento del sistema para atender su carga actual en condiciones representativas de

solicitud de su capacidad, identificando sus potenciales limitaciones y/o carencias. A partir de la evolución prevista de la carga, por demanda de consumo y por el comportamiento esperado de la generación distribuida, se evalúa de nuevo su comportamiento en el horizonte temporal de la planificación, acorde con la normativa aplicable (técnica y regulatoria), los criterios adoptados de gestión de activos y la información de la operación registrada en el sistema de gestión de distribución (DMS).

A continuación, se identifican las distintas soluciones viables de red, su efectividad o alcance resolutivo, así como su plazo de desarrollo e implantación, junto con el presupuesto de inversión necesario y su retorno económico en base a la retribución regulada prevista. Tras recabar las oportunas autorizaciones internas y externas, da comienzo el programa de ejecución y seguimiento de las obras aprobadas, con la evaluación técnica y económica en detalle por actuaciones y tipo de instalación para adaptar la solución técnica aprobada a la realidad de la implantación de infraestructuras en el territorio.

El referido flujograma (Figura 5-8) pone de manifiesto la necesidad del seguimiento del avance de las obras contenidas en el plan de inversiones al resultar habitual que, durante su desarrollo, la información proveniente de la ejecución de los trabajos de implantación de la red aconseje, o requiera, su adaptación, modificación o, incluso, la replanificación de la solución inicialmente diseñada y aprobada.

En este sentido, la Figura 9-2 muestra la evolución de la Figura 7-8 al desplegar el concepto “no red” en el espacio de soluciones a evaluar técnica y económicamente tras el análisis de las necesidades de la red, incorporando los recursos DER a las soluciones tradicionales de desarrollo o refuerzo de red. Además, en el ámbito de las actividades de planificación de red, se identifican las tres etapas del modelo propuesto y se retoca el ámbito del desarrollo e implementación de las soluciones adoptadas.

La Figura 9-3 representa el detalle la interacción entre las actividades del proceso enmarcadas en la Primera etapa (ver 9.3) y la Segunda etapa, identificadas en la Figura 9-2, y que permiten proyectar el comportamiento de la red en su horizonte temporal de planificación, a partir de la generación y la demanda esperadas dicho horizonte sobre el escenario base identificado en la Primera etapa.

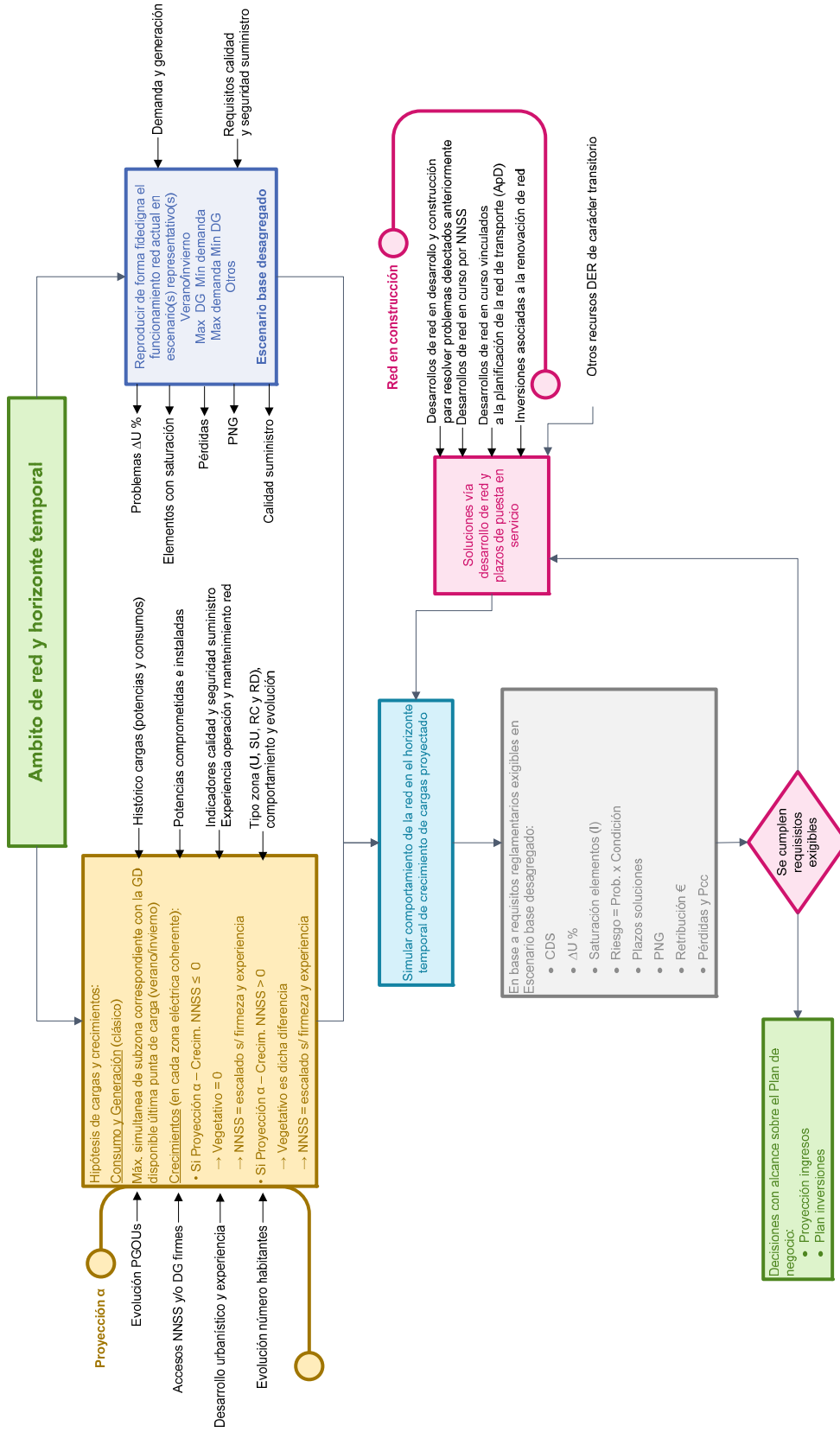


Figura 9-3: Proyección de la demanda sobre el escenario base en la planificación de red con desarrollos en curso.

Fuente: Elaboración propia.

9.4.1 Previsión de la demanda

Las fuentes de información con las que cuenta el planificador para establecer una prudente previsión de la demanda son diversas. En primer lugar, cuenta con el registro histórico de cargas, así como con las potencias comprometidas e instaladas. A ello se añaden las solicitudes firmes de nuevos suministros y las potencias comprometidas en fase de consolidación y las instaladas en el ámbito de distribución, que permiten al planificador estimar y diferenciar el crecimiento vegetativo de los incrementos puntuales por la nueva demanda asociada a los nuevos suministros, con su propia rampa de consolidación sobre la tendencia vegetativa de la misma, en base a los comportamientos observados en el registro de las cargas (demanda y generación), corregidos por el efecto del progreso socio económico del ámbito zonal de distribución eléctrica objeto de planificación y tras descontar el efecto temperatura y de actividad laboral.

Esta información se complementa con la información relativa a la planificación urbanística del territorio, y, con su desarrollo urbanístico, la calificación y uso del suelo, junto con las características demográficas en el ámbito de la red de distribución objeto de estudio. De este modo, el planificador completa su mejor estimación de la demanda a partir de la información disponible en la definición y evolución de los planes generales de ordenación urbana y presta especial atención a las características de las zonas de suministro eléctrico adoptando distintos modelos de crecimiento según las características de su comportamiento zonal (urbana, semiurbana, rural, concentrada o dispersa), y su tipología (industrial, servicios, residencial, turística, etc.). Resulta también relevante la información histórica disponible relativa a la evolución del número de habitantes y sus comportamientos en términos de perfiles de consumo eléctrico, o relativa al histórico de cargas (potencias y consumo, verano e invierno) para evaluar el ritmo de crecimiento esperado de la demanda.

El planificador dispone de la evolución de los indicadores de calidad y seguridad de suministro que le ofrecen las señales del comportamiento registrado de la red. En este sentido, también recaba todos los datos disponibles desde el punto de vista de la operación y mantenimiento del ámbito de la red de distribución objeto de estudio.

Perfiles de comportamiento.

El registro de la carga en cada una de las transformaciones a MT permite identificar el perfil o patrón de comportamiento de la misma. Estos perfiles permiten asignar las hipótesis de carga y crecimientos en un mismo ámbito de red (subsistema) o geográfico zonal (subáreas) al poder agregar o agrupar tipologías de comportamiento de la carga (consumo y/o generación) en sus interconexiones (Figura 9-3). En un ámbito de red o subárea geográfica cada una de las interconexiones se puede asimilar a su perfil de comportamiento predominante. Este comportamiento observado como coherente o simultáneo en la interconexión permite proyectar la demanda en un determinado ámbito con un mismo factor de crecimiento vegetativo y corregir después puntualmente en base a las consideraciones particulares de crecimiento antes identificadas.

Aunque en cada interconexión referida el patrón resulta una combinación de comportamientos de la carga (residencial, servicios, industrial ...) el que resulte predominante permite la agrupación prudente referida. Estos patrones ayudan también a determinar la **carga máxima simultánea** en cada ámbito de red o subárea geográfica coherente en su comportamiento eléctrico para el cálculo de las PNG en la red MT, al determinar su capacidad efectiva de apoyo en escenarios representativos entre las líneas de explotación radial, con capacidad de apoyo o auxilio mutuo, por resultar colindantes. Así mismo, esta forma de agregación permite identificar las sinergias en la utilización de las infraestructuras de red.

9.4.2 Proyección de la demanda sobre el escenario base

Al culminar la Primera etapa (9.3 Establecer el caso base.) el planificador es capaz de reproducir de forma fidedigna el funcionamiento de la red actual en escenarios representativos de su funcionamiento (caso base). Los escenarios críticos de funcionamiento tradicionales se vinculan a escenarios de punta de cargas de verano y de invierno; la combinación de máxima generación distribuida y mínima demanda; o bien, la combinación de mínima generación distribuida y máxima demanda.

Como se comprueba en el Capítulo 10, en entornos de alta penetración DG, con adecuada visibilidad de la medida en los puntos de conexión a la red, pueden detectarse otros escenarios de funcionamiento más próximos a la realidad esperada, e incluso de mayor estrés en la red, y que, por tanto, pueden resultar más representativos para identificar condiciones más realistas con mayor solicitud de la capacidad de la misma, en base a situaciones registradas, para establecer como caso base.

De este modo, siguiendo el esquema de **escenario base desagregado propuesto** en la presente tesis (ver 10.3.3.4), estos casos base se evalúan identificando problemas de caída de tensión en la red, elementos con saturación en su operación, pérdidas técnicas globales, así como la potencia no garantizada al aplicar el criterio N-1.

Una vez establecida la previsión de la demanda y de la generación en el horizonte de planificación el planificador procede a simular el comportamiento del ámbito de la red de planificación objeto de estudio. La evaluación del comportamiento del sistema en el escenario base desagregado se realiza en base a requisitos reglamentarios establecidos y gestión del riesgo vinculado a la potencial energía no suministrada (PNG) en condición N-1 (ver Figura 9-4).

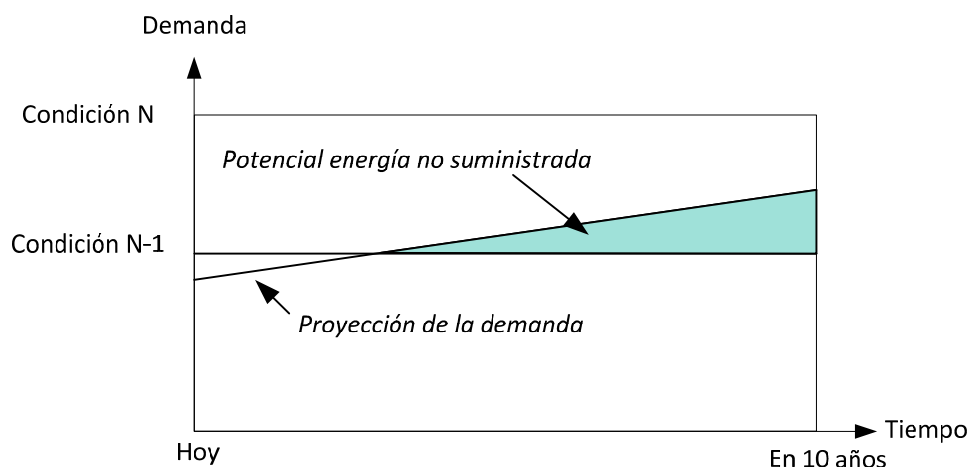


Figura 9-4: Proyección de la demanda y potencial energía no suministrada en condición N-1

Fuente [52]

En este punto se incorporan al modelo de simulación, sobre su escenario base, los desarrollos de red en curso o planificados con puesta en servicio durante el horizonte de planificación (Figura 9-4). Como se ha indicado, queda fuera del alcance del ámbito de investigación de la presente tesis la gestión de activos vinculada a la renovación (obsolescencia tecnológica o agotamiento vida útil) y a la condición operativa de los activos de red de distribución eléctrica (estado y criticidad), que nace de la gestión del riesgo operativo en base a la fiabilidad y condición de los distintos elementos y equipos que constituyen la misma.

A continuación, se inicia un subproceso iterativo para evaluar e identificar las posibles soluciones alternativas a incorporar al ámbito de la red de distribución objeto de estudio hasta cumplir los requisitos exigibles (saturación de elementos de la red, PNG, pérdidas, evaluación del riesgo, retribución económica, plazos temporales de las soluciones, alcance resolución problemas, etc.).

En este subproceso, se comparan las distintas soluciones de red en base a su capacidad y alcance resolutorio, hasta satisfacer los requisitos de red en el escenario base antes considerado. De acuerdo al modelo que se propone en la presente tesis, es en este punto donde junto con las soluciones de red se tendrían en cuenta los potenciales servicios complementarios que los recursos DER podrían ofrecer de forma transitoria o permanente bajo el concepto de acceso flexible a la red de distribución (ver Figura 9-5).

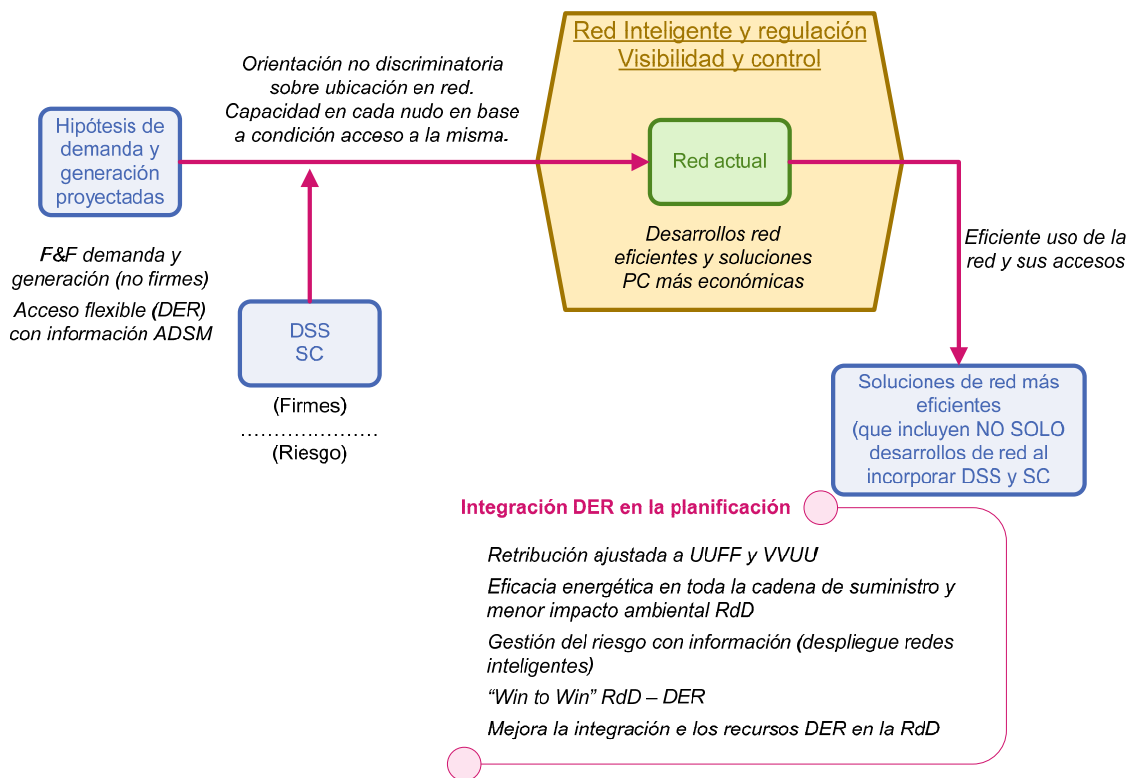


Figura 9-5: Interacción entre la primera y la segunda etapa del modelo de planificación propuesto al incorporar los recursos DER

Fuente: Elaboración propia.

El flujograma incluido en la Figura 9-5 muestra la evolución de la red de distribución actual hacia el concepto de red inteligente al integrar las capacidades de los recursos DER en la planificación tratando de identificar escenarios *Win to Win* tanto para los recursos DER como para la propia red de distribución haciendo uso del concepto de acceso flexible con el objetivo final de buscar un uso más eficiente de la red y sus accesos.

La Tercera etapa del modelo de planificación propuesto, que se describe en el apartado 9.5, centra su esfuerzo en el análisis de las alternativas identificadas como viables (coste, solvencia e implantación) en base al impacto económico de las soluciones de red (desarrollo o refuerzo) y/o de apoyo a la misma mediante DER (generación local, almacenamiento o gestión de la demanda) sobre el **plan de negocio** del operador de la red eléctrica de distribución y requieren de la proyección de los ingresos regulados previstos por la actividad de distribución eléctrica, acompañado de un plan de inversiones para llevar a cabo las soluciones de red planteadas o retribuir el potencial apoyo recibido de los recursos DER (Figura

9-3). Como consecuencia, surge una interacción entre la Segunda y la Tercera etapa para sopesar las distintas alternativas, sus consecuencias operativas y su alcance sobre el plan de negocio de la actividad regulada.

En este sentido, en la Figura 9-6 se ilustra la relación entre la Segunda etapa del modelo propuesto (planificar las necesidades y recursos de red) y la Tercera etapa (evaluar los aspectos económico-regulatorios) a partir del escenario base identificado en la Primera etapa (establecer el caso base).

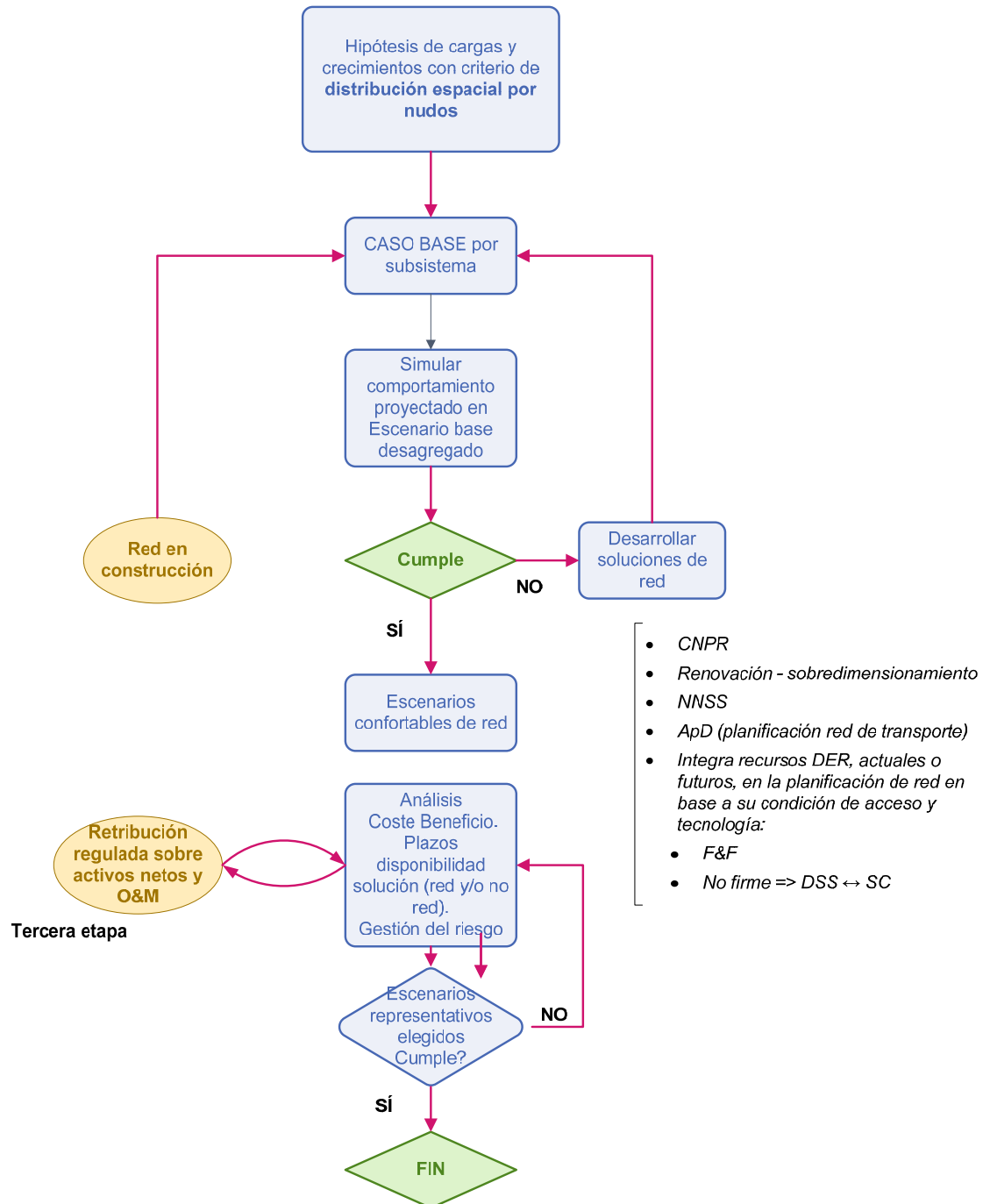


Figura 9-6: Interacción entre la segunda y tercera etapa del modelo de planificación propuesto.

Fuente: Elaboración propia.

En este flujograma los **escenarios confortables de red** representan la condición operativa de la misma en la que se satisfacen los requisitos técnicos reglamentarios y se abastece la demanda prevista en las condiciones de seguridad y calidad exigidas. Su simulación se comprueba sobre escenario base desagregado con la proyección de la demanda y de la generación en el horizonte temporal de planificación considerado, la incorporación de los desarrollos de red en curso o planificados con puesta en servicio en dicho horizonte y la agregación de las soluciones de red y/o de apoyo a la misma mediante DER.

Una vez construidos estos escenarios confortables de red se inicia un nuevo subproceso iterativo mediante se realizan análisis coste-beneficio para estos escenarios teniendo en cuenta los plazos para que las soluciones de red o de apoyo DER estén disponibles (capacidad técnica y de compromiso), su alcance resolutivo, junto con la gestión del riesgo asociado en cada caso.

Con el análisis de viabilidad económica de las soluciones propuestas da comienzo la Tercera etapa del modelo de planificación propuesto. Se incorpora en este punto del proceso la retribución económica regulada sobre activos netos y por la operación y el mantenimiento que recibe el operador de la red de distribución (ver sección 9.5). La combinación de esta información (proyección de ingresos) con el plan de inversiones derivado de las soluciones de red o de apoyo DER propuestas, determinará la idoneidad económica de las mismas.

Parámetros característicos al “Planificar las necesidades y recursos de red”
<ul style="list-style-type: none">• Horizonte temporal de planificación: entre tres y cinco años.• Desarrollos de red en curso con puesta en servicio prevista en el horizonte de planificación.• Funciones objetivo:<ul style="list-style-type: none">○ Coste mínimo trasladado al sistema: red mínima para la calidad (gestión PNG y pérdidas) y la seguridad (gestión incumplimientos de tensión e intensidad admisibles) establecidas en reglamentación aplicable.○ Optimización del nivel de pérdidas (ver apartado 8.3.4)○ Accesos eficientes a la red propiciando con información su uso óptimo.• Hipótesis de producción DG:<ul style="list-style-type: none">○ Cada escenario de funcionamiento (snapshot) puede ser optimizado de forma independiente. La decisión tomada en t resulta independiente de las tomadas en t-1, t-2..., y no afecta a las posteriores en t+1, t+2... Quedan fuera de este alcance la generación hidráulica, con embalse (restricción por su estado de acumulación), la generación térmica con restricción por su ciclo de arranque y parada, y el Distributed Storage al poder requerir una optimización “inter snapshots” o “across periods”⁶⁵.○ Capacidad de respuesta en el acceso de la generación DG (existentes o entrantes) a consignas de producción de energía activa y reactiva, o bien de factor de potencia.○ Registro histórico de medidas de producción.○ Compromiso esperado de permanencia de la producción DG.• Hipótesis de consumo:

<ul style="list-style-type: none"> ○ Asegurar cobertura de la demanda proyectada. ○ Predecible por agregación de comportamientos en zonas homogéneas. Fenómenos entrantes: auto consumo y tarifas a precio horario⁶⁵. ○ Crecimiento demanda en función históricos, compromisos firmes, así como del efecto temperatura, laboralidad y situación economía local, regional y global. ○ Señales económicas a recursos DER con capacidad de respuesta en consumo (DSM: DR y CLS – DR y EV-)⁶⁵. <ul style="list-style-type: none"> ● Verificar los potenciales incumplimientos de los parámetros operativos de red, por variación de tensión o sobrecargas inadmisibles, en estados n y n-1. ● PNG y nivel de pérdidas. ● Estrategias operativas ADSM (comportamientos coordinados red-DER): <ul style="list-style-type: none"> ○ Consignas de potencia activa, reactiva y factor de potencia a DG. ○ Consignas de tensión a recursos DG: coordinación con los sistemas de control de tensiones (CVC taps). ○ Comportamientos esperados en condición N (factor de potencia, control de tensión y Pcc) y N-1, vinculados a fiabilidad (probabilidad fallo) y condición operativa⁶⁵. ○ Propuestas no discriminatorias de emplazamiento y tamaño DER desde la topología existente, más allá del “business as usual”, en base a la capacidad en cada nudo de la red⁶⁵.

Tabla 9-4: Parámetros característicos al “Planificar las necesidades y recursos de red”.

Fuente: Elaboración propia.

9.5 EVALUAR LOS ASPECTOS ECONÓMICO - REGULATORIOS

Para completar las decisiones de planificación de necesidades y recursos de red (segunda etapa), resulta necesario evaluar las posibles soluciones técnicas identificadas a la luz del marco regulatorio y de la gestión de los riesgos operacionales del DSO. Con ello da comienzo la tercera etapa que, aunque interacciona con la segunda dentro del proceso de planificación propuesto, por su alcance conviene presentar de forma separada.

Para evaluar los aspectos económicos y regulatorios, se adoptan dos conceptos de la metodología retributiva de la actividad de distribución eléctrica del marco regulatorio español: el capital invertido y sus costes de operación y mantenimiento. Esta metodología permite cuantificar de forma objetiva las claves para la evaluación referida y, de este modo, poder configurar este ámbito en el modelo propuesto (ver apartado 8.3.5).

A partir de la formulación referida de cálculo en la sección 0, basada en el valor explícito de la Base Regulatoria de Activos (RAB⁶⁶), el Regulador puede establecer los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de distribución eléctrica⁶⁷ con

⁶⁵ Futuras líneas de investigación.

⁶⁶ RAB: Regulatory Asset Base, Base Regulatoria de Activos.

⁶⁷ El modelo de planificación propuesto en la presente tesis no valida ni cuestiona la bondad de los valores unitarios referidos, ni tampoco el alcance y la relación de las unidades físicas constructivas previstas por la CNMC [145] para el modelo español. El modelo propuesto utiliza estos valores como una referencia objetiva para la comprobación del

derecho a retribución con cargo al sistema. En el proceso de cálculo de los mismos se valora el inventario auditado del conjunto de las instalaciones de distribución a coste de reposición en base a dichos valores unitarios de referencia que permite evaluar la retribución que correspondería a cada empresa distribuidora.

Para el modelo propuesto se dimensionan las necesidades de RED en base a los valores unitarios de coste estándares referidos para el modelo español. Esto permite evaluar el VAN y TIR de las correspondientes inversiones a partir de la retribución R_{NI} referida y una vida útil regulatoria de 40 años. No obstante, este enfoque no es limitativo pues resulta válido para toda metodología retributiva que permita, de forma explícita (VAD) o implícita (ROR, Price cap, Revenue cap, Yardstick, etc.), identificar el valor de la retribución regulada de los activos netos a coste reposición (inversión de capital y coste de operación y mantenimiento).

En este caso se adopta el término de **retribución por inversión** de las nuevas infraestructuras de red de distribución a partir del artículo 12 del RD 1048/2013, en base a los referidos valores unitarios de costes de inversión, para valorar las unidades físicas construidas con derecho a retribución con cargo al sistema eléctrico.

Como consecuencia, las **claves para evaluar los aspectos económicos y regulatorios** de la retribución de nuevas infraestructuras de red son las siguientes:

1. Las inversiones planificadas por necesidades propias de la red (RED) con derecho a retribución con cargo al sistema eléctrico se incluyen en el término R_{NI} , y conllevan:
 - **Retribución por inversión** de las nuevas infraestructuras de red de distribución en base a los referidos valores unitarios de costes de inversión⁶⁷ [145], en función de las unidades físicas construidas y la tasa de retribución financiera del activo de distribución.
 - **Retribución por operación y mantenimiento** de las nuevas infraestructuras de red de distribución en base a valores unitarios de operación y mantenimiento por unidades físicas en servicio⁶⁷ [145].
2. Los desarrollos y refuerzos de red asociados a nuevas solicitudes de acceso (DER) a la misma, por consumo o por generación distribuida, resultan a cargo de quien motiva la correspondiente extensión de red o ampliación de su capacidad y que si han de formar parte de la red de distribución deben ser cedidas al DSO y conlleva:
 - **Retribución por operación y mantenimiento** de las nuevas infraestructuras de red de distribución en base a valores unitarios de operación y mantenimiento por unidades físicas en servicio⁶⁷ [145].

Dentro del término de **retribución por inversión**, la tasa de retribución financiera del activo de distribución (inversión neta de capital), TRF, con derecho a retribución con cargo al sistema eléctrico se toma en base a la retribución razonable o esperada del capital por los accionistas y

mismo, y cuya validez resulta independiente de los concretos valores unitarios estándares de cada tipo de instalación, así como de su adecuación a los efectivos costes reales, por inversión y por operación y mantenimiento de instalaciones, correspondientes a cada DSO en España en particular, o en otros países de nuestro entorno.

La adecuación de los referidos valores unitarios, así como de las unidades constructivas y su diseño, frente a los costes reales constructivos y de su operación y mantenimiento de cada DSO determinan otros aspectos a considerar en la decisión y en el diseño de las inversiones de desarrollo y/o refuerzo en la red de distribución eléctrica, que por los motivos señalados quedan fuera del alcance del modelo propuesto en la presente tesis.

los mercados financieros para la actividad de distribución eléctrica para una vida útil regulatoria de 40 años, o más. Este valor depende de distintos factores (riesgo país, estabilidad de su marco regulatorio, PIB, crecimiento de la demanda eléctrica, estructura de pasivo en el balance de las distribuidoras y su apalancamiento de las inversiones, etc.) y es importante su estabilidad dado el largo plazo de amortización de los activos de red.

Esta tasa de retribución, TRF, es un parámetro ajustable en el modelo.

El término de **retribución por operación y mantenimiento** de las nuevas infraestructuras de red de distribución con derecho a retribución con cargo al sistema eléctrico se realiza a partir del artículo 12 del RD 1048/2013 y los referidos valores unitarios de operación y mantenimiento por unidades físicas en servicio [145].

3. Gestión del riesgo operacional derivado de los posibles incumplimientos, con origen técnico y/o reglamentario sobre los parámetros operativos de red, con alcance sobre la calidad y seguridad del suministro eléctrico. Este riesgo operacional, adscrito a la actividad regulada del DSO, se cuantifica en la presente tesis a través de la PNG y del plazo de respuesta para recuperar las condiciones normales de operación de red. Este es un aspecto que permite evaluar el coste de oportunidad de asumir el retraso de realizar las nuevas inversiones necesarias en infraestructuras de distribución eléctrica, cuando existen o se pueden inducir recursos energéticos distribuidos (DER) como alternativa o complemento a considerar a dichas inversiones necesarias en red.

En este ámbito, la incorporación de la fiabilidad y condición de los distintos elementos y equipos de red, vinculada al mantenimiento y gestión de los activos de red (ver 7.4.2, Capítulo 7), como antes se ha señalado, queda fuera del alcance del ámbito de investigación de la presente tesis.

4. El coste medio ponderado del capital (WACC⁶⁸) de la empresa distribuidora, o bien de un conjunto de distribuidoras de referencia, para un horizonte temporal razonable e incrementado en un diferencial, como parámetro financiero de referencia para evaluar el coste de oportunidad de asumir el retraso de realizar las nuevas inversiones necesarias en infraestructuras de distribución eléctrica, cuando existen o se pueden inducir recursos energéticos distribuidos (DER). Este valor depende de la estructura de pasivo de cada distribuidora y del apalancamiento de sus inversiones.
5. La tasa de rendimiento esperado del capital sobre los activos fijos de una actividad regulada, que conlleva su arraigo al territorio, con largo plazo de amortización (vida útil regulatoria), y sin mercado secundario de referencia. Dado que las inversiones en dichos activos son intensivas en capital y con un largo plazo de amortización, este valor para empresas de capital privado debe resultar próximo a la tasa de retribución financiera (TRF) del activo de distribución, o ligeramente superior, e incorpora las condiciones del riesgo país (previsibilidad económica y certidumbre jurídica).
6. Permanencia, disponibilidad y capacidad de los recursos DER para aportar servicios complementarios a la operación de la red de distribución como sistema (ADSM).
7. Plazo necesario para el desarrollo y puesta en servicio de las nuevas infraestructuras de red de distribución planificadas. Este plazo lo determinan los trámites necesarios para la obtención de autorizaciones y permisos para la construcción y puesta en servicio de las infraestructuras y equipos de distribución eléctrica. Afecta al coste financiero (WACC) del inmovilizado en curso de explotación (IMC) en fase no retribuida por el sistema de construcción y puesta en servicio.

⁶⁸ WACC: *Weighted Average Cost of Capital, Coste Medio Ponderado del Capital.*

8. Plazo para ser reconocidas y retribuidas las nuevas inversiones en red por parte del sistema (coeficiente de retraso retributivo). Afecta al coste financiero (WACC) del inmovilizado en explotación pendiente de ser incorporado al sistema retributivo.

Como antes se ha señalado, existe una **interacción** en el proceso de estudio entre la **segunda y la tercera etapa**. Esta interacción puede llevar a reconsiderar las alternativas técnicas identificadas en la Segunda etapa al evaluar las mismas a la luz del marco regulatorio y de la gestión de los riesgos operacionales del DSO. De este modo, surgen las sinergias que permiten integrar de modo eficiente los recursos DER en la planificación de la red, que junto con los principales factores de decisión en la Figura 9-7 se muestran.

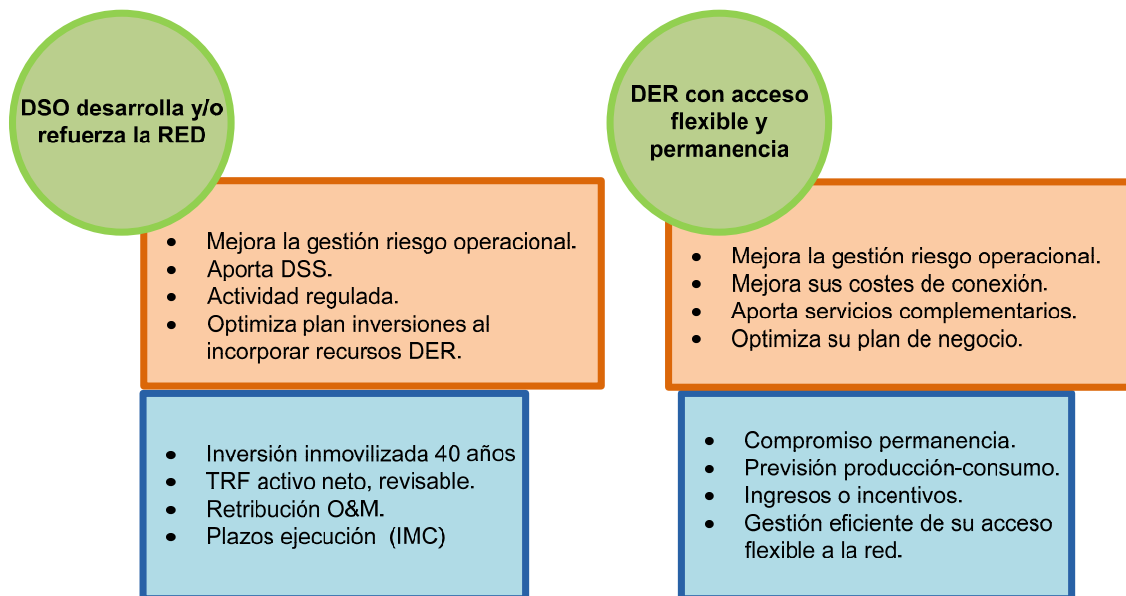


Figura 9-7: Principales sinergias y factores de decisión en la planificación de red que incorpora recursos energéticos distribuidos.

Fuente: Elaboración propia.

9.5.1 Rentabilidad de la inversión en red desde la perspectiva regulatoria

Para evaluar la rentabilidad retributiva desde la perspectiva del flujo de caja de cada inversión, los indicadores que se utilizan son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Ambos conceptos se basan en la estimación de los flujos de caja asociados a la inversión, es decir, ingresos regulados menos los costes incurridos o desembolsos vinculados a la misma.

Para poder calcular la rentabilidad de las inversiones previstas en la red de distribución eléctrica se suman a fecha actual los flujos de caja regulados futuros, con fecha posterior a la fecha de puesta en servicio de la obra, se corrigen los mismos a través de una "tasa de descuento". Esta tasa de descuento se compara con el coste promedio de capital (WACC) de financiación de la distribuidora, o del conjunto de distribuidoras de referencia, más un diferencial que determina la tasa de rendimiento esperado (TRE).

Se incluyen a continuación las definiciones de los parámetros fundamentales que se han utilizado para evaluar los aspectos económico-regulatorios del modelo propuesto.

- **VAN (Valor actual neto):** Se actualiza al año inicial del estudio un flujo futuro de gastos e ingresos.

$$VAN = -I + \sum_n^{N+2} \frac{\text{Flujo anual}}{(1 + TD)^n} \quad (20)$$

donde:

- **I (Inversión):** conjunto de costes incurridos y vinculados al desarrollo y puesta en servicio de la inversión en infraestructura de red de distribución con derecho a retribución con cargo al sistema eléctrico.
- **TD (Tasa de descuento):** coste de oportunidad, rendimiento o rentabilidad mínima exigida o que se espera obtener de la inversión.
- **Flujo anual:** Valor real o efectivo del flujo de caja del año n. Los flujos de caja son negativos si son desembolsos y positivos si son ingresos.
- **n:** año siguiente a la fecha de puesta en servicio de la inversión.
- **N:** vida útil regulatoria en años, a partir de la puesta en servicio de la inversión.
- **TIR (Tasa interna de retorno):** Es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a 0. Refleja la capacidad de recuperación del capital invertido que puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto de inversión para decidir sobre su aceptación o rechazo.
- **WACC:** Coste promedio del capital de la distribuidora adquirido en los mercados financieros.
- **TRE:** Tasa financiera de retribución esperada del capital invertido en la actuación de desarrollo e implantación de infraestructuras eléctricas de distribución eléctrica, resultado de aplicar un diferencial sobre el WACC.
- **TRF:** Tasa de retribución financiera de los activos retribuíbles en servicio (RAV).
- **IMC:** Inmovilizado en curso, incluye los costes incurridos en ejercicios anteriores al de puesta en servicio, asociados a la inversión y su obra en curso por adquisición de terrenos, materiales, obras y servicios; costes de estructura (almacenes, servicios generales, etc.); costes de permisos y tramitaciones, así como el coste dedicado de personal propio a la obra en curso.

El coste financiero de este inmovilizado IMC se vincula a los plazos de desarrollo, construcción y puesta en servicio de la inversión valorándose a través del cálculo de la TIR.

Si el régimen económico regulado por el Estado de la actividad de distribución eléctrica permite la obtención predecible de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo [16], la TIR se puede comparar con la tasa de rendimiento mínima esperada del capital invertido (TRE) o coste de oportunidad de la inversión, que, por ello, también se denomina tasa de corte o tasa de rentabilidad libre de riesgo. En el presente modelo se asimila la TRE o coste de oportunidad y a la tasa retribución financiera (TRF) del activo de distribución en servicio, sin perjuicio de poder introducir en la toma de decisiones de inversión los oportunos matices o diferencias antes señaladas.

$$TRF = TRE > WACC \quad (21)$$

En este sentido, en el modelo se excluyen los potenciales márgenes de la distribuidora de tipo financiero sobre el WACC. Así mismo, con el fin de hacer más objetiva cualquier comparativa, se excluyen los posibles márgenes (positivos o negativos) derivados de tipo constructivo de instalaciones sobre sus

diseños y costes acreditables con derecho a retribución frente al valor retribuable de la inversión (VRI) y, como consecuencia, se adopta este valor, obtenido a través de las unidades físicas constructivas y los valores unitarios propuestos en la actualidad por la CNMC [145], como inversión real o efectiva a realizar desde la planificación de red.

$$I(\text{Inversión}) = \text{VRI} \quad (22)$$

En el contexto económico financiero establecido en los párrafos anteriores, desde la perspectiva regulatoria se considera una inversión rentable si el valor actualizado neto de la inversión es positivo ($\text{VAN} > 0$) y la tasa interna de retorno es superior a la tasa de retribución financiera de los activos retribuíbles en servicio ($\text{TIR} > \text{TRF}$).

En el contexto de las funciones del gestor de la red de distribución, la rentabilidad retributiva de la inversión en instalaciones de desarrollo de red es un factor determinante, pero no es el único al evaluar su viabilidad y oportunidad. A la hora de tomar la decisión de acometer o no una inversión existen otros factores a considerar como su necesidad u obligación en términos de riesgo de incumplimientos reglamentarios, la efectividad y sinergias de la solución técnica (diseño y alcance), así como la disponibilidad financiera efectiva del recurso económico necesario. Además, dado que el plazo de desarrollo e implantación de las infraestructuras de red suele superar el año natural, el cálculo del VAN y el TIR global de la inversión debe incluir el IMC para incorporar de forma prudente el coste financiero del mismo debido a la referida inmovilización del capital sin retribución, asociada al plazo de desarrollo, construcción y puesta en servicio de la actuación de inversión.

9.5.2 Proceso de cálculo

Para analizar la rentabilidad de una inversión derivada de una actuación de refuerzo o ampliación de la red de distribución, desde la perspectiva del flujo de caja de la retribución regulada frente a la retribución de potenciales recursos DER como proveedores de servicios complementarios, y considerar, en su caso, el posible retraso en el tiempo de dicha inversión, o bien aliviar el comportamiento de la red mientras se materializa la misma, se ha creado una plantilla de cálculo que permite incluir todas las consideraciones anteriores.

Esta plantilla se aplicará al conjunto de necesidades de red junto con las capacidades DER identificadas en la Segunda etapa del proceso de planificación, asociadas al escenario base desagregado en los subsistemas eléctricos identificados. La Figura 9-8 proporciona una visión general de la plantilla de cálculo generada para el análisis de la rentabilidad desde la perspectiva retributiva con unos datos de prueba.

Escenario 4: Con pago a DER (Retraso =3 años)											
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA											
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO											
TRF	6,50%		trm	1	años	VU	40,00	años			
tr	1,5	años	FRROM	1,065							
FRRI	1,099		TRROM	10,00%							
ACTUACIÓN (UNIDADES FÍSICAS RETRIBUIBLES)											
Unidad	Anual										
	VRI	VROM	RI	ROM							
Unidad 1	40.000 €	450 €	1.099 €	479 €							
Unidad 2	450.000 €	12.000 €	12.365 €	12.780 €							
Unidad 3	90.000 €	2.500 €	2.473 €	2.663 €							
	580.000 €	14.950 €	15.936 €	15.922 €							
RECURSO DER											
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW	Precio medio energía	65	€/MWh						
Tiempo de reemplazo	48	horas									
Energía no suministrada	240	MWh	Retribución potencia activa DER	15.600	€						
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50	MWh	Retribución reducción pérdidas DER	3.250	€						
Retraso inversión	3	años	Retribución Anual DER	18.850	€						
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)											
Puesta en Servicio de los activos	2019		TIR del proyecto	5,81%							
			Payback	17,00	años						
FLUJO DE CAJA											
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja	
2013	-6										
2014	1,00	-5	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 18.850 €	
2015	1,00	-4	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 37.700 €	
2016	1,00	-3	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 56.550 €	
2017	1,00	-2	- 116.000 € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 134.850 €	- 191.400 €	
2018	1,00	-1	- 174.000 € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 192.850 €	- 384.250 €	
2019	1,00	0	- 290.000 € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 308.850 €	- 693.100 €	
2020	0,90	1	- € - €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 693.100 €	
2021	0,90	2	- € - €	- 572.750 €	14.500 €	14.330 €	37.229 €	66.058 €	- 627.042 €		
2022	0,90	3	- € - €	- 558.250 €	14.500 €	14.330 €	35.344 €	64.173 €	- 562.868 €		
2023	0,90	4	- € - €	- 543.750 €	14.500 €	14.330 €	34.401 €	63.231 €	- 499.638 €		
2024	0,90	5	- € - €	- 529.250 €	14.500 €	14.330 €	33.459 €	62.288 €	- 437.349 €		
2025	0,90	6	- € - €	- 514.750 €	14.500 €	14.330 €	32.516 €	61.346 €	- 376.003 €		
2026	0,80	7	- € - €	- 500.250 €	14.500 €	12.737 €	31.574 €	58.811 €	- 317.192 €		
2027	0,80	8	- € - €	- 485.750 €	14.500 €	12.737 €	30.631 €	57.869 €	- 259.324 €		
2028	0,80	9	- € - €	- 471.250 €	14.500 €	12.737 €	29.689 €	56.926 €	- 202.397 €		
2029	0,80	10	- € - €	- 456.750 €	14.500 €	12.737 €	28.746 €	55.984 €	- 146.414 €		
2030	0,80	11	- € - €	- 442.250 €	14.500 €	12.737 €	27.804 €	55.041 €	- 91.373 €		
2031	0,80	12	- € - €	- 427.750 €	14.500 €	12.737 €	26.861 €	54.099 €	- 37.274 €		
2032	0,70	13	- € - €	- 413.250 €	14.500 €	11.145 €	25.919 €	51.564 €	14.290 €		
2033	0,70	14	- € - €	- 398.750 €	14.500 €	11.145 €	24.976 €	50.621 €	64.911 €		
2034	0,70	15	- € - €	- 384.250 €	14.500 €	11.145 €	24.034 €	49.679 €	114.590 €		
2035	0,70	16	- € - €	- 369.750 €	14.500 €	11.145 €	23.091 €	48.736 €	163.327 €		
2036	0,70	17	- € - €	- 355.250 €	14.500 €	11.145 €	22.149 €	47.794 €	211.121 €		
2037	0,70	18	- € - €	- 340.750 €	14.500 €	11.145 €	21.206 €	46.851 €	257.972 €		
2038	0,60	19	- € - €	- 326.250 €	14.500 €	9.553 €	20.264 €	44.317 €	302.289 €		
2039	0,60	20	- € - €	- 311.750 €	14.500 €	9.553 €	19.321 €	43.374 €	345.663 €		
2040	0,60	21	- € - €	- 297.250 €	14.500 €	9.553 €	18.379 €	42.432 €	388.095 €		
2041	0,60	22	- € - €	- 282.750 €	14.500 €	9.553 €	17.436 €	41.489 €	429.585 €		
2042	0,60	23	- € - €	- 268.250 €	14.500 €	9.553 €	16.494 €	40.547 €	470.131 €		
2043	0,60	24	- € - €	- 253.750 €	14.500 €	9.553 €	15.551 €	39.604 €	509.736 €		
2044	0,50	25	- € - €	- 239.250 €	14.500 €	7.961 €	14.609 €	37.070 €	546.805 €		
2045	0,50	26	- € - €	- 224.750 €	14.500 €	7.961 €	13.666 €	36.127 €	582.932 €		
2046	0,50	27	- € - €	- 210.250 €	14.500 €	7.961 €	12.724 €	35.185 €	618.117 €		
2047	0,50	28	- € - €	- 195.750 €	14.500 €	7.961 €	11.781 €	34.242 €	652.359 €		
2048	0,50	29	- € - €	- 181.250 €	14.500 €	7.961 €	10.839 €	33.300 €	685.659 €		
2049	0,50	30	- € - €	- 166.750 €	14.500 €	7.961 €	9.896 €	32.357 €	718.016 €		
2050	0,40	31	- € - €	- 152.250 €	14.500 €	6.369 €	8.954 €	29.822 €	747.838 €		
2051	0,40	32	- € - €	- 137.750 €	14.500 €	6.369 €	8.011 €	28.880 €	776.718 €		
2052	0,40	33	- € - €	- 123.250 €	14.500 €	6.369 €	7.069 €	27.937 €	804.656 €		
2053	0,40	34	- € - €	- 108.750 €	14.500 €	6.369 €	6.126 €	26.995 €	831.651 €		
2054	0,40	35	- € - €	- 94.250 €	14.500 €	6.369 €	5.184 €	26.052 €	857.703 €		
2055	0,40	36	- € - €	- 79.750 €	14.500 €	6.369 €	4.241 €	25.110 €	882.813 €		
2056	0,30	37	- € - €	- 65.250 €	14.500 €	4.777 €	3.299 €	22.575 €	905.388 €		
2057	0,30	38	- € - €	- 50.750 €	14.500 €	4.777 €	2.356 €	21.633 €	927.021 €		
2058	0,30	39	- € - €	- 36.250 €	14.500 €	4.777 €	1.414 €	20.690 €	947.711 €		
2059	0,30	40	- € - €	- 21.750 €	14.500 €	4.777 €	471 €	19.748 €	967.459 €		
2060	0,30	41	- € - €	- 7.250 €	14.500 €	4.777 €	- 471 €	18.805 €	986.265 €		
2061	0,30	42	- € - €	- € - €	- €	4.777 €	- 943 €	3.834 €	990.099 €		
2062	0,20	43	- € - €	- € - €	- €	3.184 €	- €	3.184 €	993.283 €		
2063	0,20	44	- € - €	- € - €	- €	3.184 €	- €	3.184 €	996.467 €		
2064	0,20	45	- € - €	- € - €	- €	3.184 €	- €	3.184 €	999.652 €		
2065	0,20	46	- € - €	- € - €	- €	3.184 €	- €	3.184 €	1.002.836 €		
2066	0,20	47	- € - €	- € - €	- €	3.184 €	- €	3.184 €	1.006.020 €		
2067	0,20	48	- € - €	- € - €	- €	3.184 €	- €	3.184 €	1.009.205 €		
2068	0,10	49	- € - €	- € - €	- €	1.592 €	- €	1.592 €	1.010.797 €		
2069	0,10	50	- € - €	- € - €	- €	1.592 €	- €	1.592 €	1.012.389 €		
2070	0,10	51	- € - €	- € - €	- €	1.592 €	- €	1.592 €	1.013.981 €		
2071	0,10	52	- € - €	- € - €	- €	1.592 €	- €	1.592 €	1.015.573 €		

Figura 9-8: Plantilla de análisis de rentabilidad económico-regulatoria asociada al modelo de planificación propuesto.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación se comentan cada uno de los bloques incluidos en la plantilla de análisis y las consideraciones que se han tenido en cuenta en cada uno de ellos:

9.5.2.1.1 Parámetros económico-regulatorios del modelo

El primer bloque de la plantilla de análisis, “parámetros económico-regulatorios del modelo”, incluye los principales parámetros que se van a tener en cuenta para la simulación de los flujos de caja de inversión y retribución con las siguientes características:

- **Vida útil regulatoria** media de los activos: **40 años**, contados a partir del año de puesta en servicio.
- **Tasa de retribución esperada (TRE)** igual a la **Tasa de retribución financiera (TRF)** del activo neto de distribución, en la actualidad en España el **6,5%** pre-tax.
- **Retribución anual por inversión (RI)** de las nuevas infraestructuras de red de distribución con derecho a retribución con cargo al sistema eléctrico, en base al valor retribuable de dicha inversión (VRI), obtenido a partir de las unidades físicas previstas construidas y los valores unitarios de referencia de inversión establecidos por la CNMC [145].
- **Retribución anual por Operación y Mantenimiento (ROM)** de las nuevas infraestructuras de red de distribución con derecho a retribución con cargo al sistema eléctrico, en base al valor retribuable por operación y mantenimiento de dicha inversión (VROM), obtenido a partir de las unidades físicas construidas (previstas construir) y los valores unitarios de referencia de inversión establecidos por la CNMC [145]. En la actualidad en España su valor promedio es el **1,99%**.

La Figura 9-9 muestra la estructura de este primer bloque con los parámetros que van a utilizarse para todos los análisis de rentabilidad retributiva.

Los valores de los parámetros *tr* y *trom* (tiempo de retardo retributivo de la inversión, y de la operación y mantenimiento, respectivamente, de la instalación), así como *FRRI* y *FRROM* (factor de retardo retributivo de la inversión y de la operación y mantenimiento, respectivamente, de la instalación) son los establecidos en el actual marco retributivo español [24].

Además, en el modelo se incorpora un coeficiente reductor o tasa de reducción de la retribución de operación y mantenimiento, *TRROM*, que reduce en un 10 % en cada periodo retributivo futuro la ROM, con el fin de minorar sobre los correspondientes flujos de caja el coste previsible a incurrir por operación y mantenimiento a lo largo de la vida regulatoria del activo correspondiente a medida que éste envejece.

PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO						
TRF	6,50%		trom	1 años	VU	40,00 años
tr	1,5	años	FRROM	1,065		
FRRI	1,099		TRROM	10,00%		

Figura 9-9: Bloque "parámetros económico-regulatorios del modelo" de la plantilla del análisis de rentabilidad retributiva.

Fuente: Elaboración propia.

9.5.2.1.2 Unidades físicas retribuíbles

En el bloque “actuación” se incluyen las unidades físicas constructivas previstas y su coste unitario de inversión asociado. En este caso, como antes se ha indicado, se adoptan los valores unitarios de referencia de inversión asociados a las unidades física que establece la CNMC [145], que se multiplican por las unidades físicas construidas (o previstas construir).

La Figura 9-10 muestra la estructura de este bloque con unos datos de ejemplo.

ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)							
Unidad	VRI	VROM	Anual		RI	ROM	
Unidad 1	40.000 €	450 €			1.099 €	479 €	
Unidad 2	450.000 €	12.000 €			12.365 €	12.780 €	
Unidad 3	90.000 €	2.500 €			2.473 €	2.663 €	
	580.000 €	14.950 €			15.936 €	15.922 €	

Figura 9-10: Bloque "actuación prevista de red" de la plantilla del análisis de rentabilidad retributiva.

Fuente: Elaboración propia.

9.5.2.1.3 Recurso DER

El bloque “recursos DER” permite calcular la retribución asociada a los recursos DER que se incorporan a la red eléctrica de distribución mediante un acceso flexible (Figura 9-11). En base a la potencia no garantizada (PNG) y al tiempo de reemplazo para recuperar las condiciones normales de operación de red se puede obtener la energía no suministrada evitada. La retribución asociada se calcula en base al precio medio de la energía en el Mercado Ibérico de la Electricidad. De acuerdo al último boletín de indicadores eléctricos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia es razonable considerar un precio de 65 €/MWh [148]. Del mismo modo, se calcula la retribución asociada a la contribución por reducción de las pérdidas de energía y al control de tensiones en base a consignas de potencia activa y/o reactiva al potencial recurso DER.

Es en este bloque donde puede introducirse el retraso de la inversión en la ampliación o construcción de los recursos de red gracias a los servicios complementarios proporcionados por el recurso DER.

RECURSO DER					
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW	Precio medio energía	65	€/MWh
Tiempo de reemplazo	48	horas			
Energía no suministrada	240	MWh	Retribución potencia activa DER	15.600 €	€
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50	MWh	Retribución reducción pérdidas DER	3.250 €	€
Retraso inversión	3	años	Retribución Anual DER	18.850 €	€

Figura 9-11: Bloque "recurso DER" de la plantilla del análisis de rentabilidad retributiva.

Fuente: Elaboración propia.

9.5.2.1.4 Flujo de caja

En este bloque se muestra la simulación en Euros corrientes que se compone **para cada instalación o activo individual** (Figura 9-12), y recoge todas las entradas de los anteriores. Para calcular el flujo de caja se realizan los siguientes cálculos intermedios (organizados por columnas en la tabla):

- **Año.** Años de referencia para el cálculo del flujo de caja.
- **Coefficiente de Operación y Mantenimiento.** Se aplica el criterio antes señalado de minoración del 10 % de la Retribución por Operación y Mantenimiento en cada nuevo periodo retributivo, cada seis años.
- **n.** Número de años relativos a la puesta en marcha de las unidades de red que se evalúan. Un valor negativo significa el número de años que faltan hasta la puesta en marcha y un valor positivo significa el número de años que la instalación lleva funcionando.
- **Inversión bruta.** Inversión necesaria para la construcción de las unidades. Se considera que la inversión se realiza los tres años anteriores a la puesta en marcha de las unidades. Del total de la actuación, se considera que el primer año se invierte un 20%, el segundo año un 30% y el último año el 50% restante.
- **Pagos DER.** Pagos por servicios complementarios a las instalaciones DER que dan soporte a la operación de la red de distribución hasta la puesta en marcha de la inversión en red. Se corresponde con el valor anual calculado en el bloque de la plantilla “Recurso DER” (Figura 9-11).
- **Activo neto retribuable.** Es el valor del activo neto con derecho a retribución con cargo al sistema. El año de la puesta en marcha coincide con la inversión total incurrida y disminuye anualmente de acuerdo con el importe correspondiente a la amortización lineal.
- **Retribución amortización.** Amortización lineal anual retribuable de la instalación (a descontar anualmente del valor del activo neto retribuable), en base a su vida útil regulatoria y su devengo (40 años).
- **Retribución OM.** Retribución anual por Operación y Mantenimiento que recibe la compañía distribuidora en base al VROM calculado en el bloque “Actuación” (Figura 9-10) y minorado por el coeficiente TRROM. Tal y como se ha explicado al principio de la sección, hay un retraso retributivo de 2 años entre la puesta en marcha de la unidad y el momento en que la compañía distribuidora empieza a recibir la retribución por Operación y Mantenimiento del referido Activo neto.
- **Retribución Activo Neto.** Retribución anual del activo neto retribuable que recibe la compañía distribuidora. Tal y como se ha explicado al principio de la sección, hay un retraso retributivo de 2 años entre la puesta en marcha de la unidad y el momento en que la compañía distribuidora empieza a recibir la retribución por inversión del referido Activo neto.
- **Flujo de Caja.** Es la diferencia entre los pagos y las retribuciones que recibe la compañía distribuidora cada año. Un valor negativo supone que la compañía debe desembolsar dinero y un valor positivo supone un ingreso. Concretamente se trata de la diferencia entre “Inversión bruta” y “Pagos DER” (pagos) menos la “Retribución amortización”, la “Retribución OM” y la “Retribución activo neto” (ingresos).
- **Saldo de caja.** Es el balance acumulado de la inversión desde el inicio. El año que el saldo de caja pasa de positivo a negativo se ha amortizado la inversión. A ese año se le denomina “payback” en el bloque “análisis de rentabilidad” de la plantilla (Figura 9-13).

FLUJO DE CAJA											
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja	
2013		-6									
2014	1,00	-5	- €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 18.850 €	
2015	1,00	-4	- €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 37.700 €	
2016	1,00	-3	- €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 56.550 €	
2017	1,00	-2	- 116.000 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 134.850 €	- 191.400 €	
2018	1,00	-1	- 174.000 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 192.850 €	- 384.250 €	
2019	1,00	0	- 290.000 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 308.850 €	- 693.100 €	
2020	0,90	1	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 693.100 €	
2021	0,90	2	- €	- €	572.750 €	14.500 €	14.330 €	37.229 €	66.058 €	- 627.042 €	
2022	0,90	3	- €	- €	558.250 €	14.500 €	14.330 €	35.344 €	64.173 €	- 562.868 €	
2023	0,90	4	- €	- €	543.750 €	14.500 €	14.330 €	34.401 €	63.231 €	- 499.638 €	
2024	0,90	5	- €	- €	529.250 €	14.500 €	14.330 €	33.459 €	62.288 €	- 437.349 €	
2025	0,90	6	- €	- €	514.750 €	14.500 €	14.330 €	32.516 €	61.346 €	- 376.003 €	

Figura 9-12: Bloque "flujo de caja" de la plantilla del análisis de rentabilidad retributiva.

Fuente: Elaboración propia.

9.5.2.1.5 Análisis de la rentabilidad

Finalmente, el bloque "Análisis de la rentabilidad" recoge las principales salidas del análisis económico: la TIR del proyecto y el payback (Figura 9-13). Desde el punto de vista regulatorio, una obra se considera rentable si ofrece una **TIR superior a 6,5%**, como condición necesaria para superar la TRE efectiva.

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD			
Puesta en Servicio de los activos	2019	TIR del proyecto	5,81%
		Payback	17,00 años

Figura 9-13: Bloque "análisis de rentabilidad" de la plantilla del análisis de rentabilidad retributiva.

Fuente: Elaboración propia.

9.5.3 Interpretación de los resultados

La planificación y operación de red determina la criticidad del potencial incumplimiento identificado en la segunda etapa (riesgo de incumplimientos legales del distribuidor, potenciales reclamaciones y posibles penalizaciones) y que la inversión propuesta en red pretende resolver a tiempo.

El **plazo necesario para reconducir** dicho incumplimiento potencial identificado, en base al desarrollo y puesta en servicio de las infraestructuras de red necesarias, determina el **marco temporal** en el cual los **márgenes económicos** identificados en la tercera etapa permiten incorporar en la planificación los recursos DER existentes, o bien, inducirlos de forma no discriminatoria.

La referida incorporación de los recursos DER a la planificación de red surge a partir de su capacidad tecnológica para aportar sus servicios complementarios a la misma de forma predecible, en base, además, a su capacidad de compromiso y permanencia para seguir consignas operativas de red (servicios de red) en un contexto de redes inteligentes, y desde **soluciones win-win** en cada caso que no contravengan la regulación aplicable.

Como consecuencia de los posibles márgenes económicos dentro el referido marco temporal surge un punto de equilibrio entre la inversión retribuida (predecible y estable) en red (*I*) que consume recursos de capital (TRE mínima) limitados (que buscan la mejor rentabilidad y capacidad de recuperación, evaluadas a través de la TIR) y que traslada nuevos costes al sistema.

En este sentido, como se muestra en el Capítulo 10, en base a la plantilla de cálculo propuesta en 9.5.2 se identifica el marco temporal que permite valorar el efecto del retraso de la inversión con la incorporación DER, o el plazo a partir del cual no se debe aplazar la puesta en servicio del desarrollo o refuerzo de red necesario, bien por su **efecto sobre la TIR** de la inversión al incluir sobre el flujo de caja de la inversión los pagos netos por servicios complementarios; o bien, por la evolución de las cargas (demanda y generación) en la red, mejor visualizada en la red inteligente , o en actualización anual de su planificación.

Parámetros característicos al "Evaluar los aspectos económico - regulatorios"
<ul style="list-style-type: none">• Valores unitarios de costes de inversión por unidades físicas construidas.• Valores unitarios de operación y mantenimiento por unidades físicas en servicio.• Tasa de retribución financiera (TRF) del activo neto de distribución.• Potencia no garantizada en condición de n-1 (PNG).• Plazo para recuperar las condiciones normales de operación de red.• Coste medio ponderado del capital (WACC) del DSO, o del conjunto de distribuidores de referencia.• Tasa de rendimiento esperado (TRE) del capital sobre los activos fijos regulados.• Plazo de desarrollo y puesta en servicio de las nuevas infraestructuras de red de distribución planificadas.• Inmovilizado en curso pendiente de entrar en explotación (IMC).• Coeficiente de retraso retributivo.

Tabla 9-5: Parámetros característicos al "Evaluar los aspectos económico-regulatorios".

Fuente: Elaboración propia.

9.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 9

Como conclusión del presente Capítulo en la Figura 9-14 se incluye un diagrama resumen de las tres etapas del modelo de planificación propuesto.

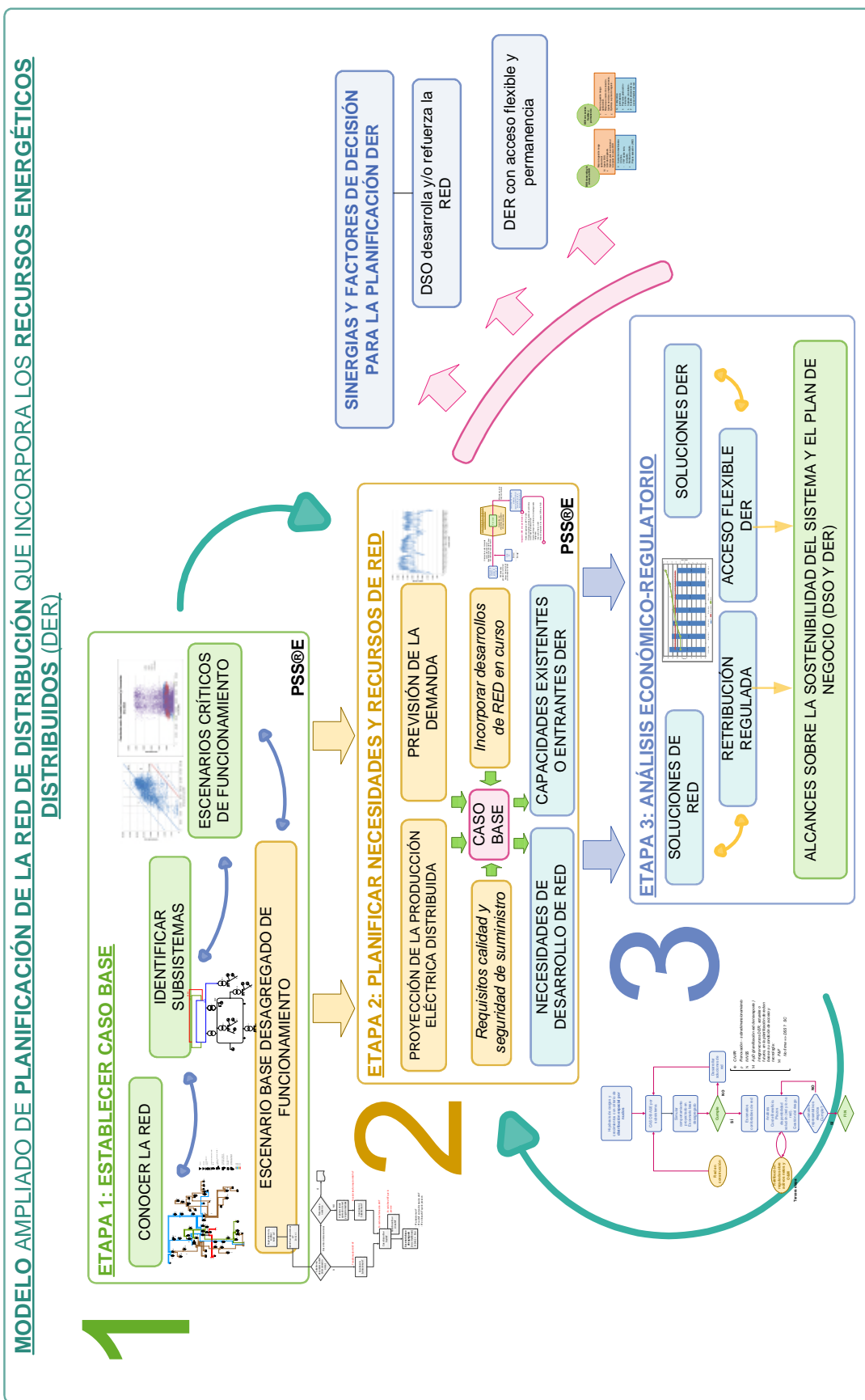


Figura 9-14: Diagrama resumen de las tres etapas del modelo de planificación propuesto

Fuente: Elaboración propia.

Se han identificado las características de la red de distribución existente.

El modelo de planificación propuesto se configura en un proceso de tres etapas: establecer el caso base; planificar las necesidades y recursos de red; y evaluar los aspectos económico – regulatorios.

Se han identificado sus parámetros característicos en cada etapa del modelo de planificación propuesto.

En un contexto de despliegue de redes inteligentes, resulta necesario evaluar las alternativas y posibles soluciones técnicas identificadas (desarrollos de red y/o recursos DER) a la luz de la gestión de los riesgos operacionales económicos y financieros de cada DSO, así como del marco regulatorio que retribuye la actividad de distribución eléctrica.

El tratamiento y enfoque de la planificación de la distribución eléctrica propuestos permite modelar la interacción entre su segunda y tercera etapa Figura 9-7 lo que permite completar determinados aspectos de la decisión económica por parte del DSO al planificar las necesidades y recursos de la red de distribución, infraestructura eléctrica y / o recursos DER, para cubrir la demanda de servicios de la misma en las condiciones reguladas.

La aportación que ofrece el enfoque del modelo propuesto se realiza desde la perspectiva de la red de distribución regulada que incorpora en su planificación los recursos DER, para cubrir la demanda con la calidad y seguridad del servicio establecida por la reglamentación. En el Capítulo 10 se comprueba este modelo sobre una red eléctrica existente, sobre una red real, que no es perfecta, que es el resultado del progreso de cada ámbito territorial, de cada país y su historia, y consecuencia de la propia evolución de la retribución regulada de la red de distribución.

CAPÍTULO 10: COMPROBACIÓN Y RESULTADOS

10.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se comprueba el modelo de planificación propuesto en el Capítulo 9 sobre una red existente, como contribución al proceso de análisis y planificación de sistemas eléctricos de distribución avanzados (ver Tabla 7-6), que incorpora en su parametrización las capacidades de los recursos DER junto con las señales económicas que establece la regulación en materia de distribución eléctrica en los países desarrollados, con el objetivo de apoyar la toma de decisiones sobre la necesidad y el momento de acometer las inversiones de desarrollo y/o refuerzo en la red de distribución eléctrica.

El contenido del presente capítulo se organiza siguiendo la secuencia de etapas y actividades del proceso de planificación descrito en el Capítulo 9, que se adapta a una red existente de distribución en la que se comprueba la metodología propuesta y sus resultados.

Los datos base utilizados corresponden a una red existente bien establecida en una zona cierta de distribución eléctrica en España que abastece unos 450.000 puntos de suministro sobre una extensión geográfica de 5.000 km², que en el presente capítulo en lo sucesivo se denomina **el ámbito de estudio referido**. El tratamiento de los datos (instalaciones y medidas) se ha realizado de forma descontextualizada con el fin de preservar la confidencialidad de la información sensible de la red y su titularidad, así como de los usuarios a ella conectados, salvaguardando de este modo la identidad de sus instalaciones, emplazamientos y los registros de mediciones, lo cual no limita la validez de las conclusiones alcanzadas.

Con el fin de comprobar la metodología y extraer los resultados de manera objetiva, al analizar la red en el ámbito de estudio referido se identifica un subsistema de red que permite explicar el alcance y detalle al aplicar el modelo. Por este motivo, sobre el sistema o subsistemas que puedan quedar fuera de esta comprobación debido a sus condiciones de funcionamiento o problemática, es importante señalar que el modelo resulta igualmente aplicable sobre los sistemas subordinados de red radial “aguas abajo” y/o en sus interconexiones al mismo, tal y como más adelante se especifica.

Para establecer el caso base en un ámbito extenso de red, el posible tratamiento numérico del inmenso volumen de datos históricos, junto con la propia dificultad de su interpretación a posteriori, dificulta alcanzar un adecuado equilibrio entre la complejidad de lo global con la problemática local.

Para afrontar un problema de estas características no existe una metodología cerrada y única. Como una posible alternativa, en la presente tesis se propone una sistemática y criterios para seleccionar, agrupar y tratar los datos, que incorpora la experiencia operativa de la red, para identificar y aprovechar las referidas condiciones de funcionamiento (sistemas de explotación mallada, en anillo o radial, e interconectados con niveles de tensión superior a través de transformaciones únicas o múltiples), así como la problemática detectada en cada ámbito consistente de red, resultado de un comportamiento agregado de los usuarios de la misma (de demanda por consumo, o bien, de evacuación de la producción eléctrica DG).

La comprobación se realiza en un contexto local de una red de distribución existente con instalaciones DG gestionables que no son plantas mercantes y su producción eléctrica se vincula estrechamente a procesos productivos industriales o de tratamiento de biomasa, así como instalaciones DG no gestionables con producción de origen fotovoltaico.

10.2 RED EXISTENTE DE DISTRIBUCIÓN

En el presente apartado se describen las características técnicas de la red de distribución que permite comprobar el modelo de planificación de redes propuesto, que se denomina en la tesis: **Red existente de distribución (RED)** de referencia.

Esta “RED” forma parte de un **sistema eléctrico** que abastece su suministro en un ámbito territorial determinado y cierto, resultado histórico de la evolución social y económica de su entorno. No es perfecta, e incorpora la complejidad del mundo real. Su estructura general resulta común y extrapolable sin dificultad a otros supuestos en el sistema eléctrico europeo. El suministro eléctrico en el ámbito de estudio referido, presenta una demanda con distintos perfiles de comportamiento: zonas urbanas, turísticas, industriales y/o rurales.

Este sistema eléctrico está compuesto por un **sistema de generación** que vierte su producción eléctrica en el nivel de transporte, un **sistema de transporte**, parte integrante de la red de transporte peninsular, y un **sistema de distribución**, que se ha identificado como “RED”, que, a su vez, se encuentra interconectado con otros sistemas de distribución colindantes (ver Figura 10-1, ampliada en el Anexo B.1).

El **sistema de generación** está compuesto por una central térmica de ciclo combinado de gas (CCGT) que entrega su producción en 400 kV, y dos parques eólicos, uno de ellos vierte en 400 kV y el otro en 220 kV. En el nivel 400 kV y 220 kV dentro del ámbito de estudio referido, los únicos puntos de suministro o consumo del sistema corresponden a los servicios auxiliares de estas instalaciones de producción eléctrica.

La condición operativa del sistema de generación varía considerablemente a lo largo del año por diferentes motivos. La producción de los parques eólicos depende principalmente de la disponibilidad de su recurso primario. A partir del mix de generación peninsular y la programación del despacho de producción por parte del Operador del Mercado (OMIE), la producción del CCGT se vincula a periodos de punta de demanda y/o indisponibilidad de la producción hidráulica o eólica.

Las líneas de 400 kV y 220 kV ubicadas en el referido ámbito territorial forman parte del **sistema de transporte** peninsular, y su operación técnica la realiza el Operador del Sistema (REE). Se opera en régimen mallado e interconectado con el sistema eléctrico europeo de la ENTSO-E⁶⁹.

La fiabilidad del sistema de transporte interconectado permite la adecuada gestión de la referida condición operativa del sistema de generación, por lo que en condiciones de operación real, o prevista como normal, dicha gestión resulta independiente sobre la operación y planificación de la red de distribución que se conecta al transporte.

La red de transporte peninsular como elemento vertebrador del sistema de generación, en su normal explotación integra los sistemas de distribución, de modo que el conjunto “generación, transporte y distribución” se configura como un sistema eléctrico único. En el **ámbito de estudio referido** las interconexiones entre el transporte y la distribución se realiza mediante transformaciones 400/132 kV, 220/132 kV, 220/66 kV y 220/20 kV. Ver Figura 10-1 y ANEXO A:.

⁶⁹ European Network of Transmission System Operators for Electricity (www.entsoe.eu).

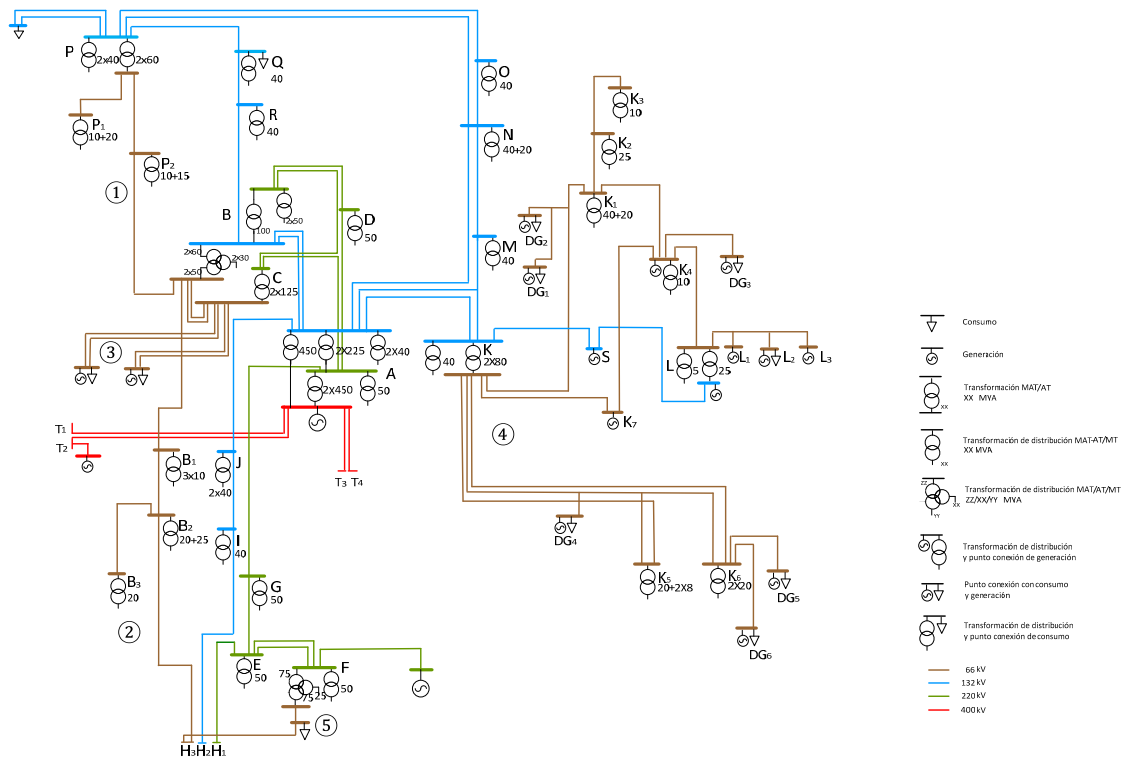


Figura 10-1: Esquema eléctrico MAT y AT de la red existente de distribución (RED de referencia).

Fuente: Elaboración propia a partir de un sistema de distribución existente en España.

El **sistema de distribución** se configura a través de redes de distribución en cinco niveles de tensión: 132 kV, 66 kV, 20 kV, 11 kV y baja tensión (< 1kV).

Las redes de distribución en 132 y 66 kV se operan en régimen mallaado e interconectado con la red de transporte. Por ello, en determinadas condiciones del sistema desde su capacidad pueden realizar, además, función de subtransporte. En dicho régimen de explotación se interconectan con otras redes en 132 kV y 66 kV colindantes, y abastecen las subestaciones de distribución para la transformación a 20 y 11 kV, así como subestaciones particulares (consumo y/o generación distribuida).

En la Figura 10-1 se identifica un sistema de 132 kV con una estructura de anillo cerrado sobre sí mismo, que se interconecta con el transporte en las transformaciones desde 400 kV y 220 kV, y con otro sistema colindante en 132 kV fuera del ámbito de estudio referido. En las transformaciones 132/66 kV nacen los subsistemas de distribución en 66 kV.

El sistema de 66 kV está formado por cinco subsistemas, a partir de distintas transformaciones desde el nivel de 132 kV, o de 220 kV, con algunas derivaciones en punta. Uno de ellos se encuentra aislado de los otros subsistemas y se conecta al sistema de 132 kV a través de una transformación 132/66 kV, con generación distribuida en 66 kV y en 20 kV.

La red de media tensión (20 y 11 kV), no representada en la Figura 10-1, es mayoritariamente de 20 kV; se opera en régimen radial (no mallaado); y tiene estructura arborescente con capacidad de apoyo en anillo abierto en determinados nudos. Se encarga de la distribución de energía eléctrica desde las diferentes subestaciones transformadoras de distribución, desde los niveles de 220, 132 y 66 kV hasta los puntos de suministro en 20 y 11 kV (centros de transformación particulares) y los centros de transformación de distribución en las cercanías de los diferentes puntos de suministro en baja tensión.

En los centros de transformación de distribución se transforma la energía eléctrica, desde media a baja tensión.

La red de baja tensión se abastece desde los centros de transformación de distribución para distribuir la energía eléctrica hasta los diferentes puntos de suministro en este nivel de tensión. Se explota en régimen radial (no mallado). La tensión normalizada es la de 400/230 V (B2), si bien existe una parte a la tensión de 220/125 V (B1).

En su mayoría, los grandes consumidores industriales se hallan conectados a la red de distribución en el nivel de 66 kV y 20 kV. Hay dos puntos de suministro o consumo en 132 kV.

Por nivel de tensión y tecnología, la ubicación de la generación eléctrica que vierte su producción en la red de distribución es la siguiente:

- 132 kV: hidráulica de pequeño embalse.
- 66 kV: hidráulica de pequeño embalse y cogeneración.
- 20 kV: cogeneración, solar fotovoltaica y una planta de biomasa.
- Baja tensión: solar fotovoltaica.

Como se ha señalado, la generación eólica vierte directamente a la red de transporte. Dado el recurso primario disponible, requisitos medio ambientales y regulatorios, el actual ordenamiento del territorio y no prevé nuevos ámbitos zonales para la promoción de parques eólicos.

10.3 ESTABLECER EL CASO BASE

10.3.1 Conocer la red

Por su origen y naturaleza vertebradora, la capacidad y estado de funcionamiento de la red de transporte establece la coordinación con las operaciones de los sistemas de distribución conectados a la misma para el abastecimiento eléctrico en los puntos de consumo finales. Esta operación coordinada no es inconveniente para la necesaria autonomía y eficiencia entre los procesos y operaciones del transportista y de los distribuidores conectados a dicha red de transporte.

No obstante, desde una red de transporte bien establecida la topología de red puede trasladar funciones de subtransporte a la red de distribución. La posible necesidad de un análisis conjunto del transporte y de la distribución pondría de manifiesto la existencia de limitaciones de red en un ámbito u otro.

Como consecuencia, aunque exista la coordinación operativa entre ambos sistemas y sus interconexiones, en un contexto de red de transporte bien establecida, se puede analizar la misma de forma independiente de los sistemas de distribución subordinados. A la recíproca, el análisis de la red de distribución se puede realizar de forma independiente del funcionamiento de dicha red de transporte.

Si la estructura de interconexiones está bien coordinada y establecida, se puede afirmar que a la red de transporte, a efectos de su funcionamiento y operación, no le afectan las condiciones operativas del sistema o subsistemas de distribución que se conectan a la misma. Esta afirmación resulta incuestionable si esta interconexión es de carácter radial respecto a la red de transporte (ver Figura 10-2).

Si presenta una estructura de anillo cerrado sobre la red de transporte y los flujos de la red de distribución sobre la misma resultan no relevantes para el transporte, aunque sea sensible a las variaciones en los mismos por la evolución de la demanda y las aportaciones DG (existe interacción), la explotación de cada red puede ser considerada independiente pero coordinada (ver Figura 10-2). En la presente tesis se considera que el alcance y funcionamiento de la red de transporte se construye en base a estas consideraciones, de modo que la planificación y operación de la red que gestiona el TSO y la gestión de los DSO con redes subordinadas al transporte, aunque coordinadas, resultan independientes.

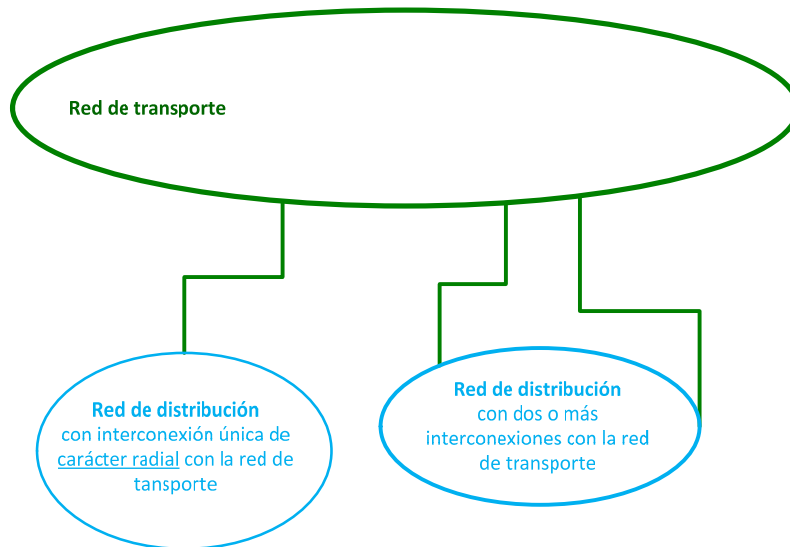


Figura 10-2: Esquemas de interconexión entre el transporte y las redes de distribución, acordes con la evolución de las mismas, acompasada con la demanda de sus servicios.

Fuente: Elaboración propia.

Si la interconexión no es radial y las interconexiones con la red de distribución afectasen a la red de transporte, probablemente existen limitaciones en la topología de ésta. En este sentido, en el ámbito de estudio referido la simple observación del esquema de la Figura 10-1 pone de manifiesto una estructura de red de transporte fiable y bien establecida que apoya a la red de distribución, y que únicamente ante el fallo del nivel de 400 kV en la subestación A da lugar a que el circuito de 132 kV, que conecta ésta con la subestación H, realice función de subtransporte con las correspondientes limitaciones operativas.

Por todo ello, dado que el comportamiento señalado de la red exterior al ámbito de estudio referido, bien de transporte (apoyo) o de distribución (colindante mallado), la normal explotación de la RED resulta independiente de su red exterior y, en consecuencia, se puede abordar sin necesidad de modelar referido comportamiento de la red exterior.

Para el supuesto en que resultase ineludible modelar la red exterior como alternativa a un análisis conjunto del sistema de transporte y de distribución, a partir de los nudos frontera identificados entre la RED y su red exterior, el programa *Network reduction* de PSS-E permite establecer el equivalente exterior en cada estado objeto de estudio (*snapshot*). Como ejemplo de esta aplicación, a partir de la identificación en la Figura 10-1 de **los nudos frontera entre la red de transporte y los sistemas de distribución referidos**, en el Anexo B. 2: se representa en esquema la red exterior equivalente al ámbito de red de distribución eléctrica del estudio referido (RED), así como los parámetros característicos de sus impedancias. En cada nudo equivalente o retenido PSS-E, en el instante representado existen cargas y generadores, reales y/o equivalentes. Las impedancias identificadas p.u. ponen de manifiesto la independencia señalada entre la red exterior y la interior al ámbito de estudio referido.

A partir del registro histórico de medidas del distribuidor, se obtiene la energía entregada a la RED desde el transporte en cada nivel de tensión de distribución (132, 66, 20 y 11 kV), la producción eléctrica de la generación que vierte en 220 y 400 kV (excluida la producción CCGT) asignada por el operador del sistema a abastecer la demanda en el ámbito de estudio referido y la generación distribuida por nivel de tensión (excluida la baja tensión).

Desde la perspectiva del operador de sistema, el balance energético para el ámbito de estudio referido es el siguiente:

$$D + p = I + DG \quad (23)$$

Donde D es la demanda registrada por consumo en la red de distribución (registros de medida en los puntos de consumo y conexión a la red), p es el conjunto de pérdidas de la red de distribución, I es la energía a través de las interconexiones entre el transporte y la distribución y DG es la generación eléctrica que entrega su producción en la red de distribución, excluida la baja tensión que se considera integrada en el consumo en este nivel de tensión.

Por sus condiciones operativas de respaldo del sistema antes señaladas, el Operador del Sistema asigna la producción del CCGT al conjunto del mismo. En cambio, la producción de los parques eólicos (PP.EE.) conectados a la red de transporte es asignada a la cobertura de la demanda conectada a la red de distribución el ámbito de estudio (RED). Con ello, el balance (23) queda del siguiente modo (ver Figura 10-3):

$$D + p = DG + PP.EE. + I - PP.EE. \quad (24)$$

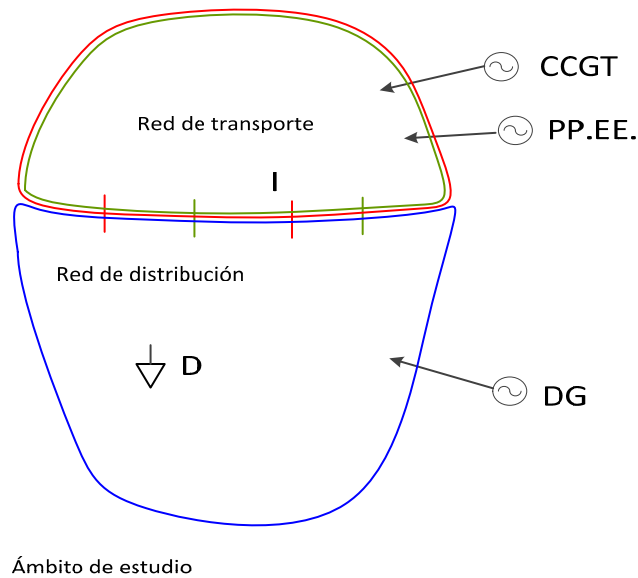


Figura 10-3: Balance energético desde la perspectiva del Operador del Sistema para abastecer la demanda por consumo en el ámbito de estudio.

Fuente: Elaboración propia.

A partir de esta información y el balance energético (24), desde la Figura 10-4 a la Figura 10-11 se muestra la correlación entre la demanda por consumo más las pérdidas asociadas en la red de distribución, $D + p$, o **Demanda** que abastece la RED (demanda registrada en barras de subestación de

distribución), y la generación conectada (*DG*) y asignada a la RED (*PP.EE.*), *DG + PP.EE.*, o **Generación conectada DG**, o asignada por el OS a la RED, en el ámbito de estudio referido por niveles de tensión, según se indica en las mismas.

A lo largo de las 8.760 horas de cada año, a nivel global esta correlación ofrece la impresión de un sistema eléctrico equilibrado en términos globales de generación y demanda por consumo en el ámbito de estudio referido (ver Figura 10-4 y Figura 10-5).

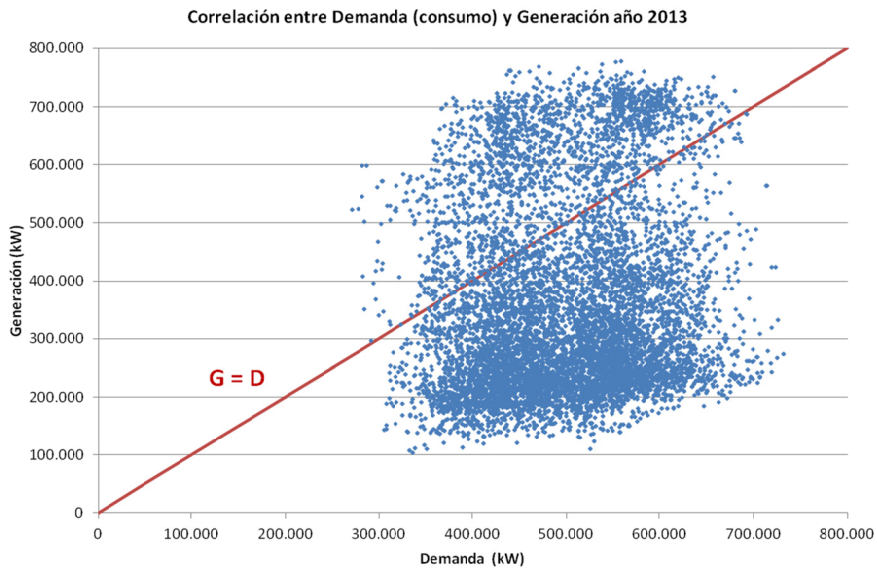


Figura 10-4: Correlación demanda y pérdidas con generación en el ámbito de estudio en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

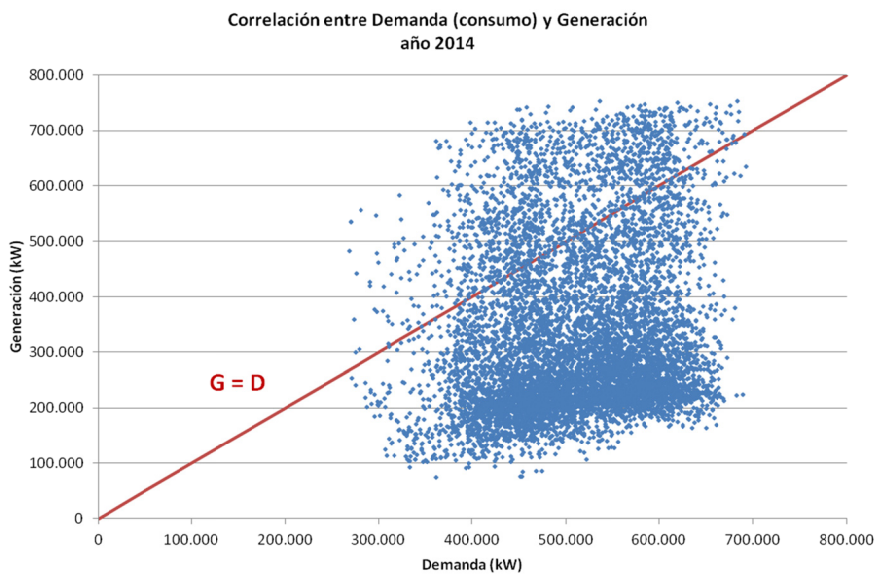


Figura 10-5: Correlación demanda y pérdidas con generación en el ámbito de estudio en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

Al segmentar la correlación generación vs demanda por niveles de tensión se obtiene una visión agregada en mayor detalle del grado de penetración de la generación DG en cada nivel de tensión, así

como de la participación de la generación eólica en el ámbito de estudio referido sobre la demanda registrada por la red de distribución en el nivel de transporte (ver desde la Figura 10-6 a la Figura 10-11).

A nivel agregado, en el conjunto y en cada nivel de tensión, se observa el predominio de la demanda de consumo sobre la generación, con niveles de penetración de la generación razonables o prudentes en un contexto de acceso *fit and forget* o no firme (resulte gestionable o no gestionable). La referencia de la línea $G = D$ en la Figura 10-6 y en la Figura 10-7 pone de manifiesto un comportamiento predominante del flujo energético desde el sistema de transporte hacia el sistema eléctrico del ámbito de estudio, en donde se puede observar el importante peso de la asignación al mismo de la generación eólica en 220 y 400 kV por el Operador del Sistema.

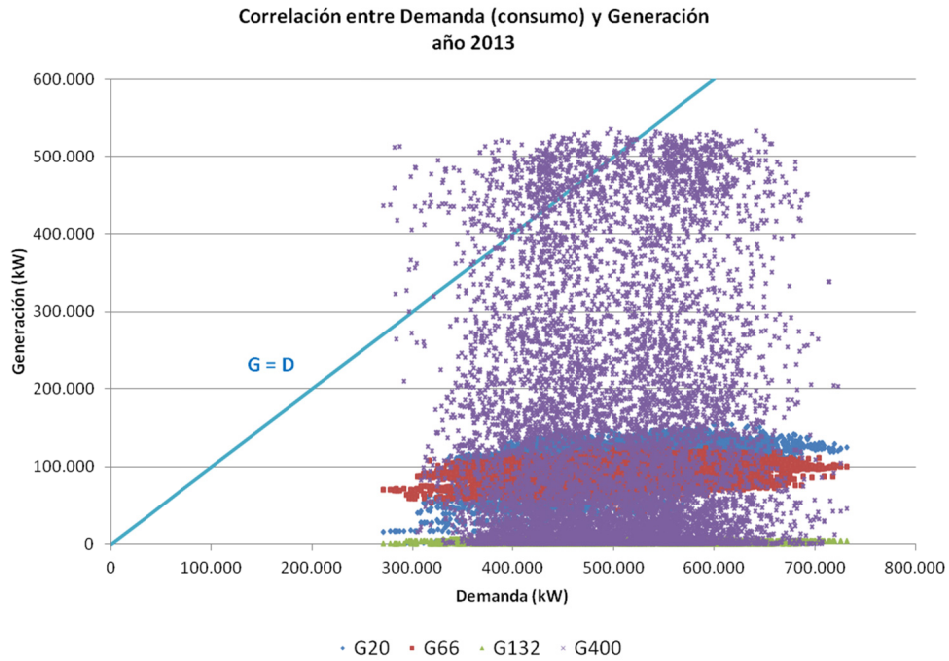


Figura 10-6: Correlación por niveles de tensión de la demanda y pérdidas con la generación en el ámbito de estudio en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

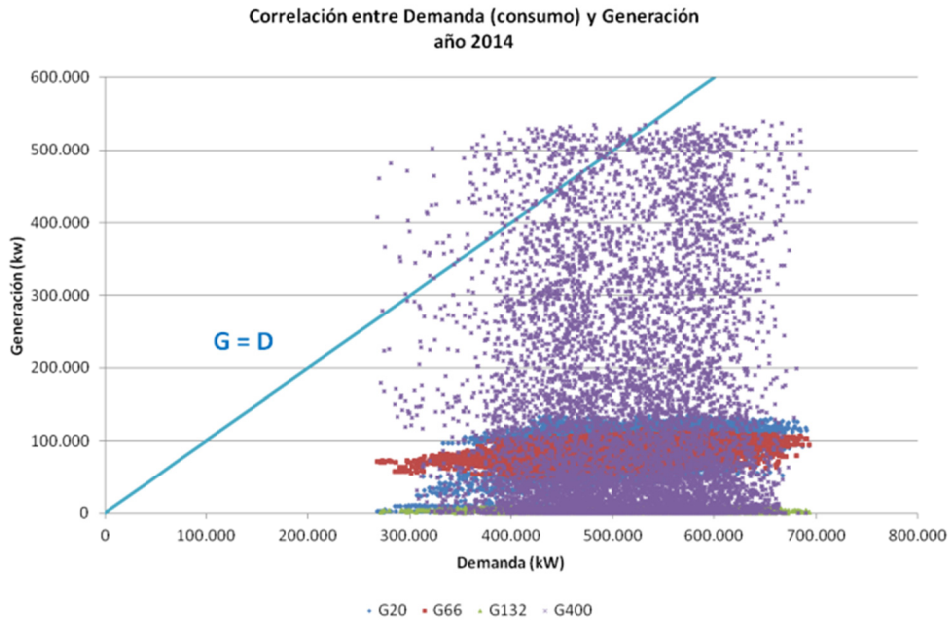


Figura 10-7: Correlación por niveles de tensión de la demanda y pérdidas con la generación en el ámbito de estudio en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

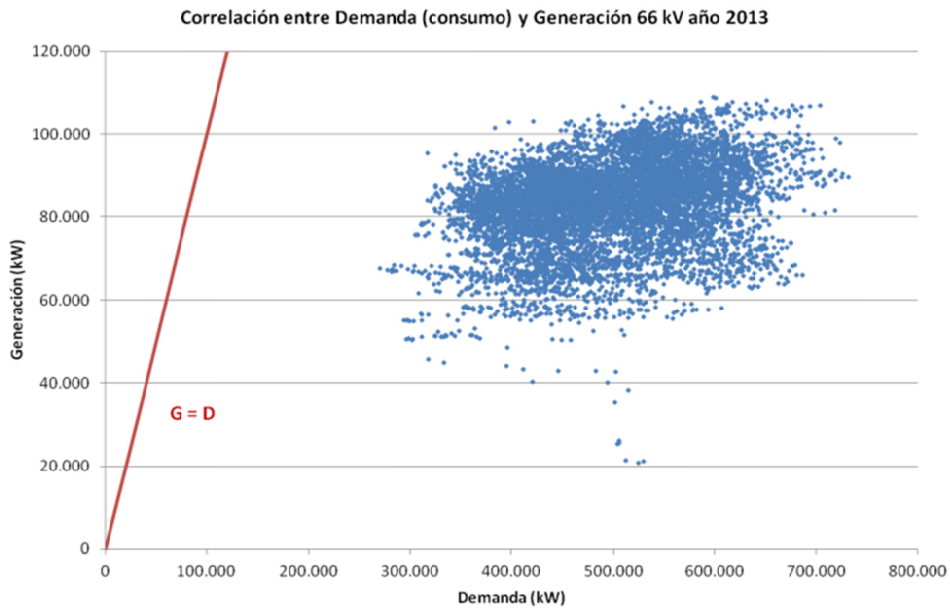


Figura 10-8: Correlación entre demanda y generación para el nivel de tensión de 66 kV en el ámbito de estudio en el año 2013.

Fuente: Elaboración propia.

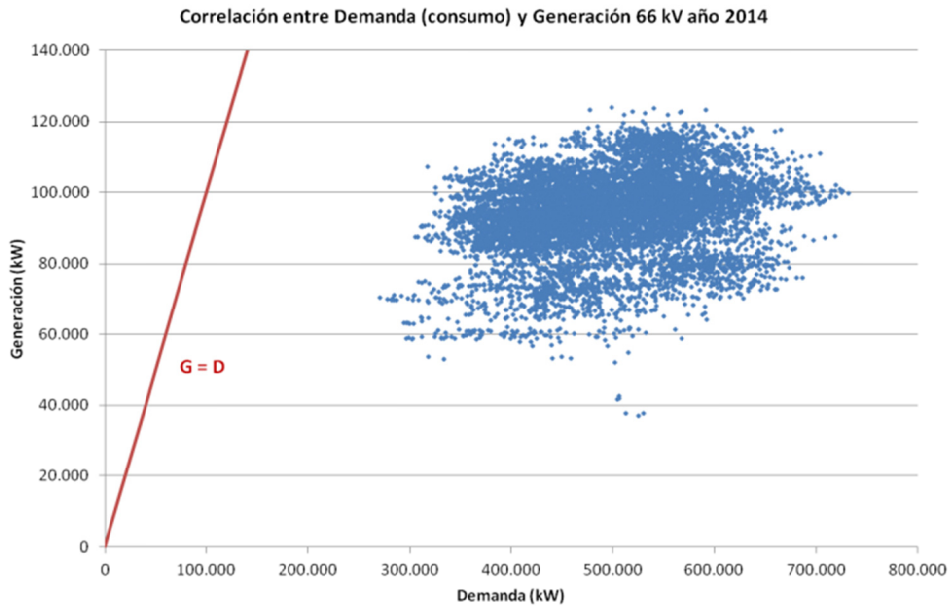


Figura 10-9: Correlación entre demanda y generación para el nivel de tensión de 66 kV en el ámbito de estudio en el año 2014.

Fuente: Elaboración propia.

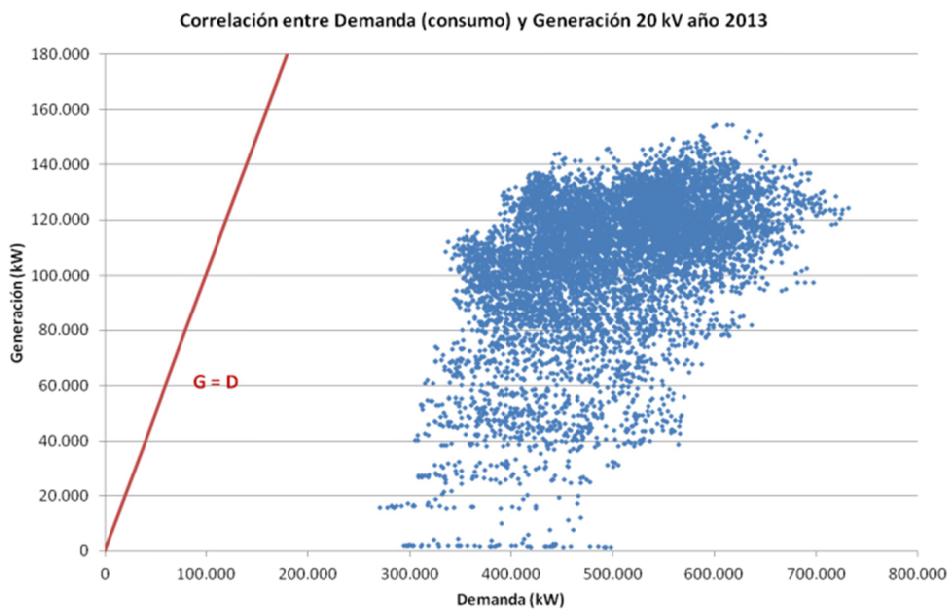


Figura 10-10: Correlación entre demanda y generación para el nivel de tensión de 20 kV en el ámbito de estudio en el año 2013.

Fuente: Elaboración propia.

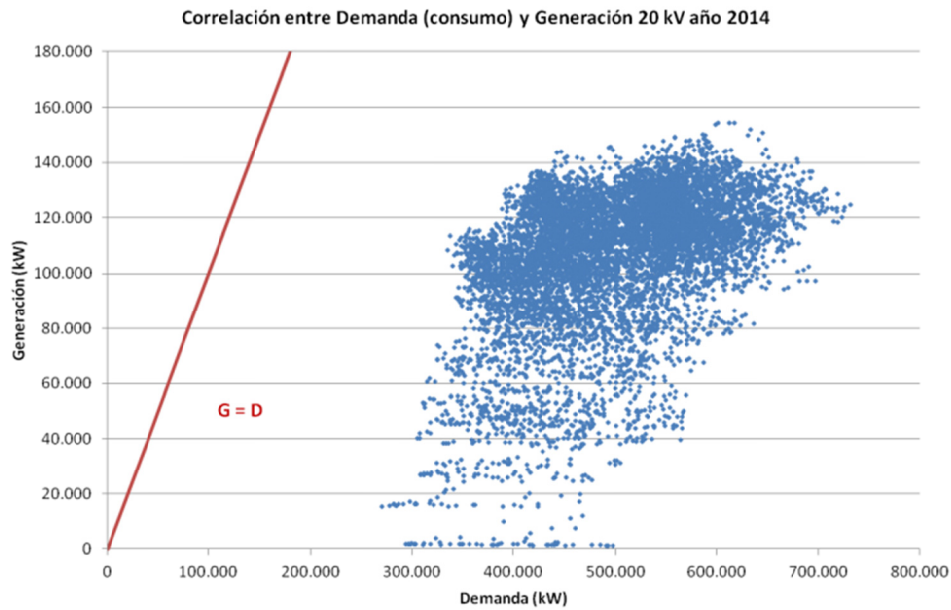


Figura 10-11: Correlación entre demanda y generación para el nivel de tensión de 20 kV en el ámbito de estudio en el año 2014.

Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, para identificar las condiciones operativas de funcionamiento de la RED, y las posibles limitaciones en los elementos componentes de la red, que permitan construir el escenario crítico representativo, o caso base, para proyectar la evolución de sus necesidades en términos de generación y demanda por consumo en el horizonte de su planificación, resulta necesario separar o segmentar la red de transporte de la de distribución, y en ésta, a su vez, “descender” por niveles de tensión para fraccionarla en subsistemas en base a los criterios antes señalados y que en los siguientes apartados se desarrollan. En este sentido, estas representaciones gráficas ocultan el comportamiento de los flujos eléctricos en cada una de las transformaciones MAT/AT, MAT/MT o AT/MT por su agregación y, por ello, la línea de referencia $G = D$ nada advierte.

10.3.2 Identificar los subsistemas eléctricos

Para obtener análisis objetivos que permitan identificar el caso base a partir de la topología existente, se zonifican los ámbitos de demanda y generación que resultan coherentes en términos de comportamiento o problemática similar.

A continuación, se identifican las interconexiones (única o múltiple) de cada subsistema con el nivel de tensión superior al que se conecta, lo que da lugar a una desagregación por niveles de tensión “de arriba hacia abajo”.

Si la interconexión resulta única, la restricción a comprobar es el propio elemento de interconexión del subsistema con el sistema del que resulta subordinado. Si es múltiple, se puede fraccionar el subsistema, o bien, se identifican las condiciones de máxima solicitud o carga, en base a las restricciones operativas bajo condiciones de operación real, o prevista como normal. En la estructura de la RED (ver Figura 10-1) estas interconexiones se materializan en cada transformación de subestación de 132 a 66 kV y de 220, 132 o 66 kV a MT.

A medida que se reduce el nivel de tensión en base a los criterios de acceso y conexión normalmente aplicados, las “soluciones de red” mitigan o resuelven el comportamiento no gestionable DG preservando la calidad y seguridad de los parámetros operativos de la red de distribución a la que se conectan. En este sentido, las pequeñas instalaciones DG (micro generación distribuida para autoconsumo con vertido de excedentes) que se conectan a la red en BT, por su tamaño y atomización, se integran muy bien con la demanda por consumo en lo que podemos entender como “previsible”. Este efecto permite planificar la carga de la red BT a partir de la agregación de la demanda neta (consumo y generación distribuida), aunque su curva de carga pueda resultar diferente a la de consumo puro.

Sin embargo, este enfoque en base a la agregación referida no resulta trasladable a instalaciones DG discretas que, de forma natural, no se integran necesariamente con la demanda local por consumo en los niveles de tensión MT, AT y MAT. Además, por su tamaño e impacto sobre la red pueden dificultar la visibilidad de dicha demanda de consumo. Por ello, es sobre este tipo de instalaciones sobre las que se centra el estudio pues, además, pueden resultar potenciales proveedores de servicios complementarios a la red de distribución a la que se encuentran conectados.

Desde este enfoque, cabe señalar que en la RED que nos ocupa la generación que vierte en el nivel de 132 kV es gestionable (hidráulica de pequeño embalse) y su volumen de producción es reducido (ver la Figura 10-6 y la Figura 10-7). Por ello, en este nivel de tensión no se prevé problemática alguna relacionada con una producción eléctrica que por su tamaño o no predecibilidad pudiese ocultar demanda por consumo, ni tampoco, a la recíproca, capacidad reseñable para aportar recursos energéticos gestionables a la red 132 kV. De producirse alguna limitación al proyectar en el horizonte de planificación las cargas conectadas en este nivel de tensión, su resolución se vincularía a soluciones de explotación y/o de refuerzo de red.

Por estos motivos, no se incluye el sistema de 132 kV para la comprobación de modelo propuesto. Quedan salvo las nuevas solicitudes de acceso que puedan surgir de agentes entrantes con potencial capacidad DER, extremo que no consta en la actualidad. Si estas solicitudes resultasen firmes se incorporarían a la planificación aplicando el modelo propuesto.

Como consecuencia, se continua en la desagregación referida, avanzando “aguas abajo” para centrar el análisis en los subsistemas de 66 kV y de media tensión, MT (20 y 11 kV), buscando establecer el balance energético $D = G + I$, visto desde la interconexión que permite identificar el subsistema como subordinado (o de carácter radial) en relación al sistema con nivel de tensión superior al que se conecta (transformaciones 132/66 kV, 220/MT, 132/MT y 66/MT), donde D es la demanda más las pérdidas en dicho subsistema, G es la generación distribuida en el mismo, e I es la aportación a través de la interconexión referida.

Este enfoque permite aislar el comportamiento del sistema “aguas arriba” del subsistema visto desde su interconexión con aquél. Con ello, se pueden identificar los escenarios críticos de red, o muy próximos a ellos, a partir de conjuntos de demanda y generación coherentes, con interconexión de carácter radial con el nivel de tensión superior. De este modo resulta fácil realizar y evaluar el balance energético antes referido, visto desde cada interconexión. Además, permite **segmentar**, o en su caso **agregar**, ámbitos de red en los que el conjunto demanda por consumo y generación resulte “homogéneo” por la estructura de su balance energético (demanda, consumo y aportación desde otros ámbitos de red) y, por ello, con un comportamiento relativamente predecible. Estos ámbitos de red o **subsistemas eléctricos** con un comportamiento o problemática similar permiten, además, su estudio con el detalle necesario para la planificación de red, sin renunciar a la visión global, al formar los mismos parte de un sistema eléctrico de mayor extensión y alcance.

A partir del conocimiento de la red, la Figura 10-12 y la Figura 10-13 muestran el procedimiento expuesto para zonificar la red y sus subsistemas para identificar los escenarios representativos del funcionamiento y construir los casos base que permitirán identificar las necesidades potenciales de red en base al comportamiento registrado en el balance $D = G + I$ en los elementos de interconexión de carácter radial, según lo antes descrito.

En el caso base en cada transformación se determina la fecha y hora del escenario crítico identificado como de mayor solicitud o requerimiento de la red aguas abajo, su topología de red estable, de consumo y de generación representativos de carácter concurrente no necesariamente simultáneo en cada ámbito (demanda y generación).

Como se verá al analizar el subsistema ④ el escenario crítico vinculado a máxima demanda por consumo sin generación DG resulta en ocasiones irreal. Por ello, se construye el caso base como escenario más representativo, o suficientemente representativo, del funcionamiento y estrés de la red MT subordinada, aunque localmente existir otros próximos, ligeramente peores, o mejores.

A partir del caso base en cada transformación de carácter radial, el objetivo del proceso es obtener un flujo de cargas de la red subordinada que permita comprobar su estrés y funcionamiento. La desagregación de los casos base en cada nivel de red conducen a identificar las situaciones críticas registradas en el mismo. Por ello, no tienen por qué resultar simultáneos en el tiempo y, como consecuencia, resulta un escenario base desagregado no simultáneo que pone de manifiesto los potenciales incumplimientos no necesariamente registrados para, tras proyectar en términos de planificación de red sus necesidades (segunda etapa del modelo propuesto), adoptar a tiempo las decisiones sobre los recursos (red o DER) a gestionar (tercera etapa del modelo propuesto).

Este enfoque en detalle y condición (estados N y N-1) permite “descender aguas abajo” de las medidas registradas para identificar potenciales incumplimientos no registrados, ampliando la perspectiva del **ámbito temporal** en donde resulte necesario, sin necesidad de realizar los repartos de carga para todos y cada uno de los escenarios históricos registrados.

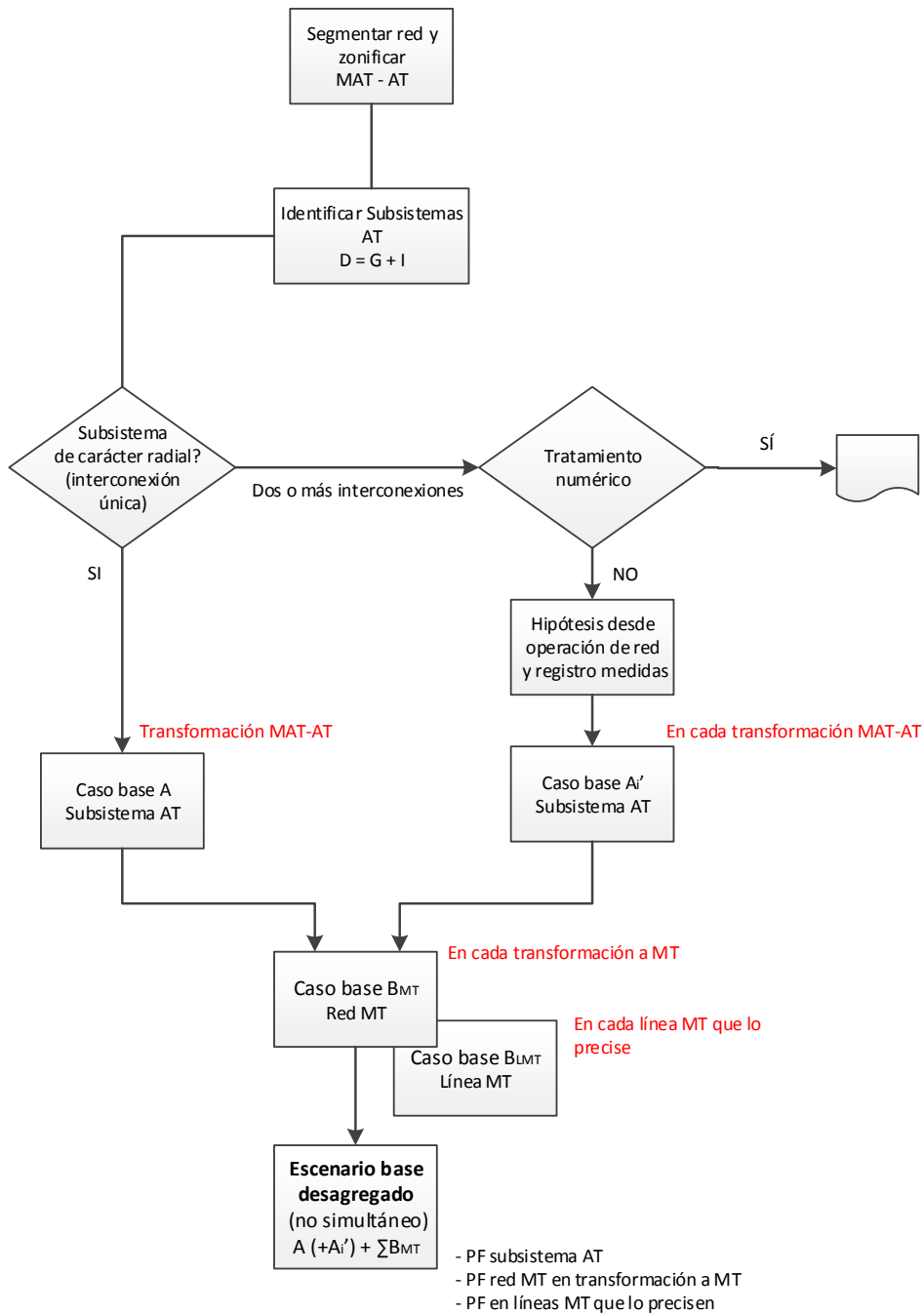


Figura 10-12: Flujograma del proceso de análisis de la red para identificar los escenarios de funcionamiento críticos (Caso base) en un sistema eléctrico existente.

Fuente: Elaboración propia.

A medida que se reduce el nivel de tensión en base a los criterios de acceso y conexión normalmente aplicados, las “soluciones de red” mitigan o resuelven el comportamiento no gestionable DG preservando la calidad y seguridad de los parámetros operativos de la red de distribución a la que se conectan. En este sentido, las pequeñas instalaciones DG (micro generación distribuida para autoconsumo con vertido de excedentes) que se conectan a la red en BT, por su tamaño y atomización, se integran muy bien con la demanda por consumo en lo que podemos entender como “previsible”. Este efecto permite planificar la carga de la red BT a partir de la agregación de la demanda neta (consumo y generación distribuida), aunque su curva de carga pueda resultar diferente a la de consumo puro.

Sin embargo, este enfoque en base a la agregación referida no resulta trasladable a instalaciones DG discretas que, de forma natural, no se integran necesariamente con la demanda local por consumo en los niveles de tensión MT, AT y MAT. Además, por su tamaño e impacto sobre la red pueden dificultar la visibilidad de dicha demanda de consumo. Por ello, es sobre este tipo de instalaciones sobre las que se centra el estudio pues, además, pueden resultar potenciales proveedores de servicios complementarios a la red de distribución a la que se encuentran conectados.

Desde este enfoque, cabe señalar que en la RED que nos ocupa la generación que vierte en el nivel de 132 kV es gestionable (hidráulica de pequeño embalse) y su volumen de producción es reducido (ver la Figura 10-6 y la Figura 10-7). Por ello, en este nivel de tensión no se prevé problemática alguna relacionada con una producción eléctrica que por su tamaño o no predecibilidad pudiese ocultar demanda por consumo, ni tampoco, a la recíproca, capacidad reseñable para aportar recursos energéticos gestionables a la red 132 kV. De producirse alguna limitación al proyectar en el horizonte de planificación las cargas conectadas en este nivel de tensión, su resolución se vincularía a soluciones de explotación y/o de refuerzo de red.

Por estos motivos, no se incluye el sistema de 132 kV para la comprobación de modelo propuesto. Quedan salvo las nuevas solicitudes de acceso que puedan surgir de agentes entrantes con potencial capacidad DER, extremo que no consta en la actualidad. Si estas solicitudes resultasen firmes se incorporarían a la planificación aplicando el modelo propuesto.

Como consecuencia, se continua en la desagregación referida, avanzando “aguas abajo” para centrar el análisis en los subsistemas de 66 kV y de media tensión, MT (20 y 11 kV), buscando establecer el balance energético $D = G + I$, visto desde la interconexión que permite identificar el subsistema como subordinado (o de carácter radial) en relación al sistema con nivel de tensión superior al que se conecta (transformaciones 132/66 kV, 220/MT, 132/MT y 66/MT), donde D es la demanda más las pérdidas en dicho subsistema, G es la generación distribuida en el mismo, e I es la aportación a través de la interconexión referida.

Este enfoque permite aislar el comportamiento del sistema “aguas arriba” del subsistema visto desde su interconexión con aquél. Con ello, se pueden identificar los escenarios críticos de red, o muy próximos a ellos, a partir de conjuntos de demanda y generación coherentes, con interconexión de carácter radial con el nivel de tensión superior. De este modo resulta fácil realizar y evaluar el balance energético antes referido, visto desde cada interconexión. Además, permite **segmentar**, o en su caso **agregar**, ámbitos de red en los que el conjunto demanda por consumo y generación resulte “homogéneo” por la estructura de su balance energético (demanda, consumo y aportación desde otros ámbitos de red) y, por ello, con un comportamiento relativamente predecible. Estos ámbitos de red o **subsistemas eléctricos** con un comportamiento o problemática similar permiten, además, su estudio con el detalle necesario para la planificación de red, sin renunciar a la visión global, al formar los mismos parte de un sistema eléctrico de mayor extensión y alcance.

mantenimiento para las instalaciones de distribución adoptados [145]), resultan los valores que se muestran a continuación:

Ampliación transformación K. Alcance: 1T 132/66 kV 80 MVA + S132 1T +S6 1T

ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)				
Unidad	VRI	VROM	Anual	
			RI	ROM
Posición S132 1T	368.554 €	9.912 €	10.127 €	10.556 €
1T 132/66 kV 80 MVA	1.117.680 €	30.080 €	30.710 €	32.035 €
Posición S66 1T	225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €
	1.711.989 €	46.062 €	47.040 €	49.056 €

Ampliación transformación K6. Alcance: 1T 66/20 kV 20 MVA + S66 1T +S20 1T

ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)				
Unidad	VRI	VROM	Anual	
			RI	ROM
Posición S66 1T	225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €
1T 66/20 kV 20 MVA	431.460 €	10.620 €	11.855 €	11.310 €
Posición S20 1T	71.342 €	1.918 €	1.960 €	2.043 €
	728.557 €	18.608 €	20.018 €	19.818 €

Dichos valores son los datos de entrada de la plantilla de cálculo propuesta en el apartado 9.5.2, que permite evaluar la rentabilidad de una inversión, derivada de una actuación de refuerzo o ampliación de la red de distribución, desde la perspectiva del flujo de caja de la retribución regulada, frente a la retribución de potenciales recursos DER (ver 9.5).

10.5.2 Caso base 2020 Transformación K

En la evaluación del Caso base 2014 de la transformación K, el sistema es capaz de absorber la potencial PNG con sus propios recursos (ver D.1.4:). Sin embargo, esto no se alcanza ni con el apoyo de la generación distribuida en el escenario 2020 (ver E.2.4:).

Por otra parte, aunque estas transformaciones MAT/AT no presentan sobrecarga en el horizonte 2020, se pone de manifiesto la necesidad de ampliar la transformación en K con una tercera unidad de 80 MVA que eliminaría la PNG por fallo simple de transformador. En estas circunstancias de déficit de capacidad de la transformación en estado N-1 el apoyo del DER se limita a aportar potencia activa a la red en su ubicación concreta en la red, lo que condiciona su efectividad. Además, en el escenario base se ha identificado capacidad potencialmente disponible de las instalaciones DG conectadas en AT (61,1 – 5,2 = 55,9 MW), a través en seis generadores, dos de ellos en producción (uno de ellos próximo a su nominal y el otro al 50%) y los demás parados en dicho escenario (ver Tablas 10-2 y A-10).

Como consecuencia, a partir de los datos obtenidos en el horizonte 2020, para evaluar desde el ámbito económico regulatorio, a los efectos de la comprobación del modelo propuesto, se puede simular una aportación DER de 20 MW como alcanzable, entre tres agentes de los referidos generadores, como orden de magnitud suficiente a disponer, en su caso, durante el periodo 2014-2020 durante 96 horas consecutivas al año.

Asumiendo esta reserva de capacidad de 20 MW de origen DER como disponible en base a un acuerdo de mutuo interés entre el distribuidor y los generadores referidos, esta potencia activa permite aliviar de forma transitoria, durante el periodo referido, situaciones puntuales de sobrecarga de los referidos transformadores por PNG asociada al fallo de uno de ellos, que no pueda resolverse transfiriendo carga de demanda a subsistemas colindantes a través de la red MT o mediante medios de generación eléctrica

10.5.3 Caso base 2020 Transformación K6

Como se comprueba en la evaluación del Caso base 2014 de la transformación K6, los recursos DER potenciales resuelven parcialmente la PNG ante el fallo de transformador (17,995 MW en caso de fallo del T1, o 13,664 MW en caso de fallo del T2), ver Tabla A- 17, con aportaciones simuladas de potencia activa de CHP 3 MT o CHP 4 MT generando a su capacidad nominal. En cambio no es destacable este apoyo en la PNG de la red MT que mantiene en unos valores operativos admisibles para la tasa de fallo registrada en líneas MT y el tiempo medio de resolución de la avería en su caso.

Por otra parte estas transformaciones AT/MT se encuentran sobrecargadas en un nivel no admisible como consecuencia de la evolución de la demanda en el horizonte 2020 (T1: 30,8 MW y T2: 27,9 MW) lo que pone de manifiesto la necesidad de ampliar la transformación en K6 con una tercera unidad de 20 MVA que eliminaría las referidas sobrecargas y las PNG por fallo simple de transformador. En estas circunstancias de limitación de la capacidad de la transformación el apoyo del DER se limita a aportar potencia activa a la red en su ubicación concreta en la red, lo que condiciona su efectividad.

Como consecuencia, a partir de los datos obtenidos en el horizonte 2020, para evaluar desde el ámbito económico regulatorio, a los efectos de la comprobación del modelo propuesto, se puede simular una aportación DER de 5 MW como alcanzable, entre CHP 3 MT (5,5 MW) y CHP 4 MT (12,55 MW), como orden de magnitud suficiente a disponer, en su caso, durante el periodo 2014-2020 durante 48 horas consecutivas al año.

Asumiendo esta reserva de capacidad de 5 MW de origen DER como disponible en base a un acuerdo de mutuo interés entre el distribuidor y los generadores referidos, esta potencia activa permite aliviar de forma transitoria, durante el periodo referido, situaciones puntuales de sobrecarga de los transformadores, o PNG por fallo de uno de ellos, que no pueda resolverse transfiriendo carga de demanda a subsistemas colindantes a través de la red MT o mediante medios de generación eléctrica autónomos a ubicar en dicha red (grupos electrógenos), mientras se supera la punta local de demanda o se restituyen los equipos averiados.

Bajo estos supuestos, en el Anexo F.2 se incluyen los escenarios obtenidos mediante la plantilla de cálculo propuesta en el apartado 9.5.2, cuya comparativa a partir de los criterios expuestos en el apartado 9.5 se presentan en síntesis en la Figura, que pone de manifiesto los siguientes aspectos:

- Dado que la justificación de la inversión de red tiene su origen en un déficit de potencia activa en la interconexión K6, la oportunidad de acometer en términos retributivos se deteriora con su retraso en el tiempo si resulta necesario compensar el retraso con servicios de capacidad de origen DER.
- Si se retrasa la inversión y la demanda evoluciona según lo previsto, se produce un efecto bola de nieve que agrava progresivamente la situación de deterioro de la calidad y seguridad del suministro en la zona, en la que resultarán necesarias aportaciones temporales de potencia activa, ante puntas locales de demanda y/o mantenimiento preventivo o correctivo, cuando se supera la capacidad de apoyo en MT desde subsistemas colindantes. Bajo este supuesto y con el apoyo disponible de generación DER simulado, se observa el deterioro progresivo en términos de TIR y de Payback de la inversión necesaria al no resultar trasladables al sistema los servicios de capacidad complementarios referidos, cuyo coste se incorpora a los flujos de caja del proyecto de inversión.

Como antes se señaló, si la interconexión del subsistema con el nivel de tensión superior es única o de carácter radial, la restricción o posible limitación a comprobar es el propio elemento de interconexión del subsistema con el sistema del que resulta subordinado, cuando la presencia de DG no firme aguas abajo pueda ocultar demanda por consumo que puede emerger de forma impredecible cuando no esté la DG inyectando su producción. A medida que se desciende en el nivel de tensión este efecto resulta menor, por su alcance asociado al tamaño y tecnología DG, a su vez, conectada en redes no malladas con escenarios de comportamiento más predecibles, especialmente en BT (ver Figura 10-123).

Si es múltiple la interconexión del subsistema con el nivel de tensión superior, se procede a segmentar el subsistema en cuestión de nuevo buscando estructuras que permitan identificar el balance $D = G + I$, o bien, directamente, se examinan las condiciones de máxima solicitud, en base a restricciones bajo condiciones de operación real o prevista como normal extremas de demanda por consumo y generación (ver Figura 10-132).

Los subsistemas de 66 kV ①, ② y ⑤ presentan una estructura de balance energético estable o predecible, sin generación distribuida en 66 kV y escasa o nula penetración en 20 kV. Como consecuencia, su comportamiento esperado característico es de demanda por consumo. Como consecuencia, en los mismos no se prevé problemática alguna relacionada con una producción eléctrica que por su tamaño o no predecibilidad pudiese ocultar demanda por consumo, ni tampoco, a la recíproca, capacidad reseñable para aportar recursos energéticos gestionables a la red de 66 kV o de media tensión subordinada. De producirse alguna limitación al proyectar en el horizonte de planificación las cargas conectadas en este nivel de tensión, su resolución se vincularía a soluciones de explotación y/o de refuerzo de red.

El subsistema ③ de 66 kV no abastece sistemas subordinados en media tensión, presta sus servicios en un ámbito industrial, con una estructura de balance energético estable, con generación gestionable imbricada con el consumo vinculado a los correspondientes procesos productivos. Por su tamaño, concentración y tipo de mercado presenta un balance energético optimizado. Este subsistema se encuentra apoyado directamente desde la red de transporte y su operación estrechamente coordinada desde el centro de control del distribuidor, por lo que no se prevé problemática alguna relacionada con una producción eléctrica que pudiese ocultar demanda por consumo, ni tampoco, por la eficiencia alcanzada en los accesos al mismo, capacidad no gestionada para aportar recursos energéticos al sistema de 66 kV. De producirse alguna limitación al proyectar en el horizonte de planificación las cargas conectadas en este nivel de tensión, su resolución se vincularía a soluciones de explotación y/o de refuerzo de red.

Por motivos anteriormente expuestos, no se incluyen los subsistemas de 66 kV ①, ②, ③, y ⑤ para la comprobación de modelo propuesto. Quedan a salvo las nuevas solicitudes de acceso que puedan surgir de agentes entrantes con potencial capacidad DER, extremo que no consta en la actualidad. Si estas solicitudes resultasen firmes se incorporarían a la planificación aplicando el modelo propuesto.

Como se ha señalado, la no consideración en el ámbito de estudio referido por las razones expuestas de los referidos subsistemas de 66 kV, junto con la antes señalada relativa al sistema de 132 kV, no impide la aplicación del modelo propuesto en las interconexiones de los sistemas subordinados (20 y 11 kV) que se conecten a los mismos, así como, a su vez, “aguas abajo” de dichas interconexiones.

Como consecuencia, el subsistema eléctrico de 66 kV número ④, así como en los sistemas subordinados en 20 kV que se conectan al mismo, por su alcance y problemática, en términos de comportamiento (demanda por consumo y generación distribuida), resulta el más completo para centrar la comprobación del modelo. El esquema eléctrico primario de este subsistema se presenta en la Figura 10-14. En el Anexo B.1.2: se incluye su esquema eléctrico MAT-AT, así como los parámetros

característicos de los elementos que configuran este subsistema eléctrico, o ámbito de red (o “bolsa”) asociado de la interconexión I de la transformación K (132/66 kV y 132/20 kV), así como su esquema eléctrico MAT-AT..

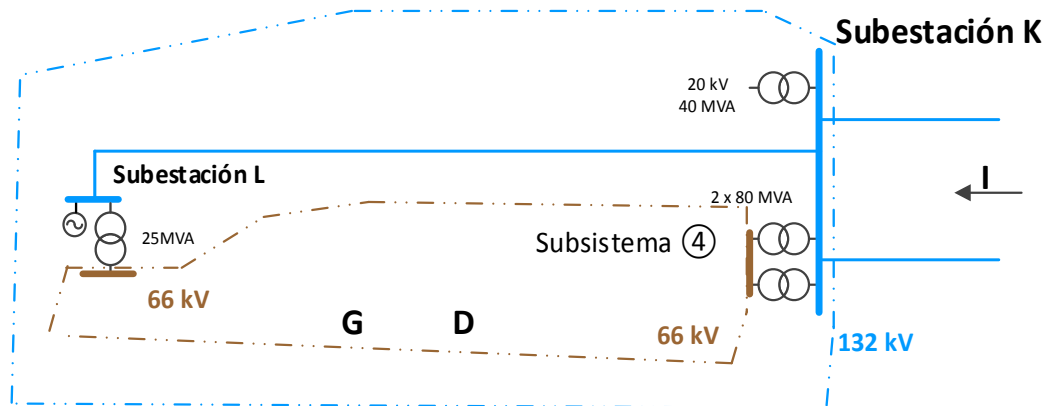


Figura 10-14: Esquema básico del subsistema sobre el que se comprueba el modelo.

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 10-14 pone de manifiesto que el subsistema ④ presenta carácter radial respecto de la transformación 132/66 kV en la subestación K. A ello contribuye, la red de 66 kV aguas debajo de las transformaciones K y L (ver Anexo B.3) junto con la impedancia de la línea 132 kV, entre las subestaciones L y K ($0,0038006+j0,066226$ p.u.), en serie con la impedancia correspondiente a la transformación 132/66 kV en L ($0,014540+j0,242928$ p.u.), con una impedancia cinco veces superior a la equivalente de las transformaciones 132/66 kV en K ($0,001265+j0,060828$ p.u.). Para más información consultar el Anexo B.3.

En este sentido, en el Anexo B.3.3: se muestra la carga característica registrada en la transformación 132/66 kV de la subestación L. En base a ello, cabe afirmar que la funcionalidad de la transformación 132/66 kV en la subestación L cubre la eventual contingencia de una condición operativa en el subsistema ④ en la que la generación distribuida G resulte muy superior a la demanda por consumo D, con indisponibilidad parcial o total de la transformación 132/66 kV en la subestación K, con el fin de evitar el vertido de agua de las centrales hidráulicas (L_1 , L_2 y L_3 , que totalizan una capacidad de producción máxima de 20,24 MW sobre el subsistema ④) con capacidad reducida de embalse.

A efectos de funcionamiento esperado, el subsistema ④ presenta un comportamiento de carácter radial desde la transformación 132/66 kV de la subestación K y, por ello, resulta válido establecer desde esta transformación el balance $D = G + I$, en donde D es la demanda por consumo del subsistema ④ más las pérdidas de distribución en el mismo; G la generación distribuida que vierte en dicho subsistema, en 66 kV y 20 kV; e I la energía a través de la interconexión de dicho subsistema con el sistema de 132 kV.

No obstante, al modelar este ámbito de red en PSS®E se puede incorporar la transformación 132/20 kV de la subestación K (Figura 10-14), cuya red de 20 kV presenta interconexiones básicas de apoyo mutuo en este nivel de tensión con las correspondientes a las transformaciones 66/20 kV K_1 y K_6 del Subsistema ④, y realizar el balance referido $D = G + I$ desde la barra de 132 kV de la subestación K, para

incorporar así el ámbito completo de red de distribución vinculado a la interconexión I, medida a través de sus dos alimentaciones en 132 kV.

10.3.3 Casos para el escenario base desagregado de funcionamiento.

El escenario base no pretende identificar un estado de red puntual registrado en el pasado (*snapshot*), sino una(s) situación(es) que, aunque remota(s), se puede(n) producir y que permite(n) identificar los escenarios de mayor estrés o requerimiento de la red, o suficientemente próximos a ellos. Como se expone a continuación, se trata de una composición prudente (criterio propuesto, no único) construida a partir del registro de medidas disponibles que permiten identificar el **caso base**, o escenario crítico representativo, en cada elemento críticos de la red, que incorpora su estado (topología y cargas por demanda y generación), adscrito a su condición operativa del histórico registrado en los sistemas de operación (SCADA).

A partir de la forma novedosa de observar el problema, se describe el tratamiento del ámbito temporal de los datos registrados para identificar los escenarios representativos de estrés de la red a partir de condiciones críticas registradas simultáneas o no en el tiempo. Este enfoque permite reducir de forma significativa el tiempo necesario para elaborar el caso base al identificar los potenciales incumplimientos no necesariamente registrados, sin necesidad de comprobar todos los repartos de carga y su estado de maniobra para todos y cada uno de los escenarios históricos.

Por ello, a partir de los registros de operación se construye un escenario representativo coherente, no imposible, que se denomina **escenario base desagregado**, a partir del caso base correspondiente a cada una de las interconexiones de carácter radial, a efectos de establecer el balance $D = G + I$, donde D es la demanda más las pérdidas en dicho subsistema, G es la generación distribuida en el mismo, e I es la aportación a través de la interconexión referida (ver apartado 9.3.3). En la tesis este escenario crítico se denomina desagregado pues no comporta la condición de simultaneidad en los registros de medida, pero su composición representa las condiciones críticas registradas de mayor estrés de la red, aunque no simultáneas, determinan el referido caso base en cada nivel de tensión o subsistema para identificar sus necesidades de desarrollo, refuerzo o respaldo, en el horizonte de la planificación de red.

Además, el “caso base” en cada transformación permite identificar la problemática de explotación del subsistema y comprobar su actual funcionamiento y contrastarlo desde la experiencia en la operación del mismo (saturaciones, alarmas registradas, averías, trabajos programados, etc.).

Sobre el Subsistema 66 kV asociado a la subestación K (Figura 10-14) se procede a identificar los escenarios críticos de funcionamiento.

- Ámbito temporal histórico: 2013-2014.
- Horizonte de planificación 2016-2020.
- Topología de red actual Subsistema ④ (ver Anexo B. 3:).
- Datos históricos operativos de funcionamiento (estados de red, medidas y restricciones registradas).
- **PNG** y nivel de pérdidas, para cada escenario identificado como crítico en el presente apartado.
- Principales **instalaciones DG** conectadas a la red con tecnología capaz de recibir servicios de red y dar posibles servicios complementarios).

10.3.3.1 Caso base A en la transformación de la subestación K

En la Figura 10-15 y en la Figura 10-16 se muestra la correlación entre la demanda por consumo más las pérdidas asociadas en la red de distribución D , y la generación G conectada a su red aguas abajo o red subordinada. Tal y como se señaló, al identificar el subsistema de 66 kV sobre el que se comprueba el modelo (Figura 10-11), al tratarse de una interconexión de carácter radial, se puede obtener la demanda referida, D , como suma de la carga vista en la interconexión, I (vista desde la barra 132 kV de la subestación K y medida en sus líneas alimentadoras 132 kV), y la generación, G , aguas abajo de dicha transformación, es decir $D = I + G$.

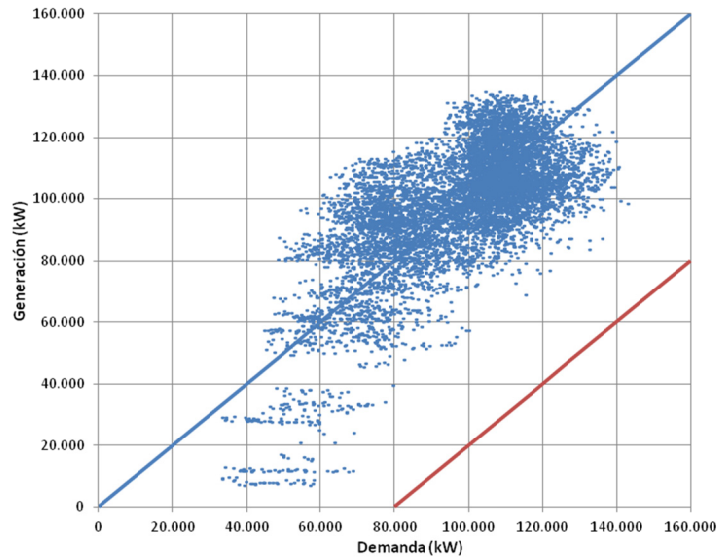


Figura 10-15: Correlación Demanda-Generación en la barra de 132 kV de la Subestación K (año 2013).

Fuente: Elaboración propia.

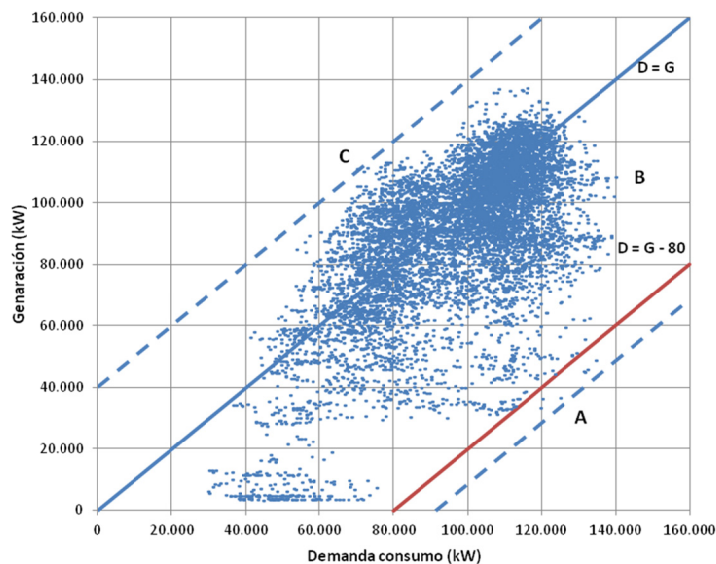


Figura 10-16: Correlación Demanda-Generación en la barra de 132 kV de la Subestación K (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

Al comparar 2013 frente a 2014 en las referidas figuras se identifica un desplazamiento hacia la derecha y hacia abajo de los puntos de la nube ($D=G+I$), es decir hacia el ámbito de consumo ($D > G$) con cierta disgregación. Este efecto se puede asociar a la crisis económica y la parada de plantas DG. Con ello, emerge un consumo antes abastecido por la generación distribuida que se traduce en un potencial incumplimiento del N-1 de la transformación. Por este motivo, nos centraremos en la Figura 10-16 para identificar los escenarios más críticos en la transformación de la subestación K que se vinculan a un problema de abastecimiento de la demanda por PNG en la transformación.

En base a la correlación representada ($D = G + I$ en cada punto) en los puntos de la recta $D = G$ el valor de I es cero. En el ámbito de predominancia de consumo ($D > G$) cada una de las rectas $I = D - G$ paralelas a $D = G$ en se puede identificar el valor constante de la carga a través de la interconexión en su intersección con en el eje de abscisas ($G = 0$). Del mismo modo, el ámbito de predominancia de generación ($G > D$) cada recta $I = G - D$ paralela a $D = G$ permite identificar el valor constante de la carga a través de la interconexión en su intersección con en el eje de ordenadas ($D = 0$).

De este modo, se pueden identificar puntos críticos de mayor sollicitación operativa registrados en dicha interconexión en términos de su potencial PNG. En la Figura 10-16 el escenario más crítico se identifica en el **punto A** y corresponde a 34,194 MW de generación y 125,574 MW de demanda, a las 8 horas del día 04/03/2014. En ese momento, la interconexión registra un valor de 91,38 MW en el sentido de la demanda por consumo.

El **Punto B** es el escenario de máxima demanda con una importante penetración de generación (generación de 108,154 MW con demanda de 139,964 MW, a las 21 horas del 20/01/2014)

La máxima generación se sitúa en 136,984 MW (**Punto F**) con una demanda de 108.214 MW, que no coincide con el valor mínimo registrado de demanda en 2014 (29,952 MW).

El **Punto C** es el escenario en el que la interconexión registra su máxima en el sentido de evacuación hacia el sistema de 132 kV (generación 110,912 MW, demanda 70,272 MW e interconexión 40,640 MW, a las 16 horas el 04/10/2014).

En la situación de máxima generación (**Punto F**) sin demanda de consumo (obsérvese que no es realista este escenario, al no existir ningún punto en el eje de ordenadas acorde con el comportamiento de una red de abastecimiento, $D > G$) la transformación 132/66 kV lo soportaría en estado N (< 160 MVA). Por ello, el supuesto de máxima generación puede asociarse con el mínimo de demanda en la mayor sollicitud registrada en la interconexión 132 - 66 en el espacio de predominancia de generación. (**Punto C**). En este escenario representativo ($G=137$ MW y $D=70$ MW) conlleva una carga calculada en la interconexión de 67 MW (< 80 MW) por lo que no se produce PNG en la transformación 132/66 kV de la subestación K. Como consecuencia, no se identifican problemas de evacuación DG en la transformación K.

Como consecuencia, el **caso base en la transformación K** lo determina una demanda máxima registrada (punto B) como condición ineludible de abastecimiento, con probabilidad cierta de su evento, y una generación reducida (punto A), con baja posibilidad que resulte inferior para ese nivel de demanda.

Al realizar el balance energético referido desde la interconexión en 132 kV la maniobra de red de una topología mallada en régimen normal de explotación no afecta a los escenarios identificados.

Por tanto, los principales parámetros del caso base en la transformación K (MAT/AT/MT) son los siguientes:

- Demanda por consumo: **140 MW** (máxima registrada en el punto B representado en la Figura 10-16).
- Generación distribuida: **34,2 MW** (máxima solicitud registrada en la interconexión, punto A representado en la Figura 10-16).
- Interconexión: **105,8 MW** (carga obtenida por diferencia entre los valores de demanda y generación del caso base que anuncia posible PNG, o sobrecarga en transformación K en indisponibilidad de uno de los transformadores 132/66 kV).

Caso base en la transformación K (MAT/AT)		
Demanda	139.964 kW	20/01/2014 21:00
Generación	34.194 kW	04/03/2014 08:00
Interconexión	105.769 kW	Calculado

Tabla 10-1: Principales parámetros del caso base en la transformación K (MAT/AT).

Fuente: Elaboración propia.

10.3.3.1.1 Resultado flujo de cargas

El resultado del flujo de cargas (PF) al converger el **Caso base A en la transformación K MAT/AT/MT** detallado en la Tabla 10-1 se muestra a continuación. El Anexo D. 1: puede consultarse el análisis de este caso con un mayor nivel de detalle.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, JUL 01 2015  9:27
CASO DE INVIERNO FECHA: 31/12/2014                      AREA TOTALS
PUNTA DE INVIERNO 2014/15                               IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
GENE- FROM IND TO IND TO TO BUS TO TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-
X-- AREA --X RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED
3      1003.2  0.0  0.0 -17785.6 19365.7  0.0  0.0  0.0  0.0 -16.9 -560.0 -560.0  0.0
RED-EX 186.9  0.0  0.0 -14705.2 14891.9  0.0  0.0  0.0 130.8  8.1 122.8 122.8
11     1564.0  0.0  0.0 -24310.3 25204.8  0.0  2.0  0.0  16.8 650.8 650.8  0.0
RED-INT 83.5  0.0  0.0 -23875.1 23793.0  0.0  5.8 128.9 372.2 -83.5 -83.5
20     39.0  0.0  0.0 128.6  0.0  0.0  0.1  0.0  1.1 -90.8 -90.8  0.0
BOLSA K 0.0  0.0  0.0 34.7  0.0  0.0  0.8  3.1  6.9 -39.3 -39.3
COLUMN 2606.3  0.0  0.0 -41967.4 44570.5  0.0  2.1  0.0  1.0  0.0  0.0  0.0
TOTALS 270.3  0.0  0.0 -38545.7 38685.0  0.0  6.5 262.7 387.3  0.0  0.0
    
```

Tabla PSSE K 2014

Para el área 20 (Subsistema 4) se obtienen los siguientes valores agregados:

- Generación = 39,0 + 0 j MVA
- Demanda = 128,6 + 34,7 j MVA
- Interconexión = -90,8 – 39,3 j MVA
- Losses = 1,1 + 6,9 j MVA
- Charging (Susceptancia) = - 3,1j MVA
- Pérdidas observadas = Losses + Charging = 1,1 + 3,8j MVA
- Demanda + pérdidas = 129,7 + 41,6 j MVA

La Figura 10-17 y la Figura 10-18 muestran el nivel de tensión en los nudos y la carga de las líneas de la red tras la ejecución del flujo de cargas. Se acredita de este modo que tanto la tensión en los nudos como la intensidad de corriente en las líneas se mantienen dentro de los límites admisibles para el caso objeto de estudio.

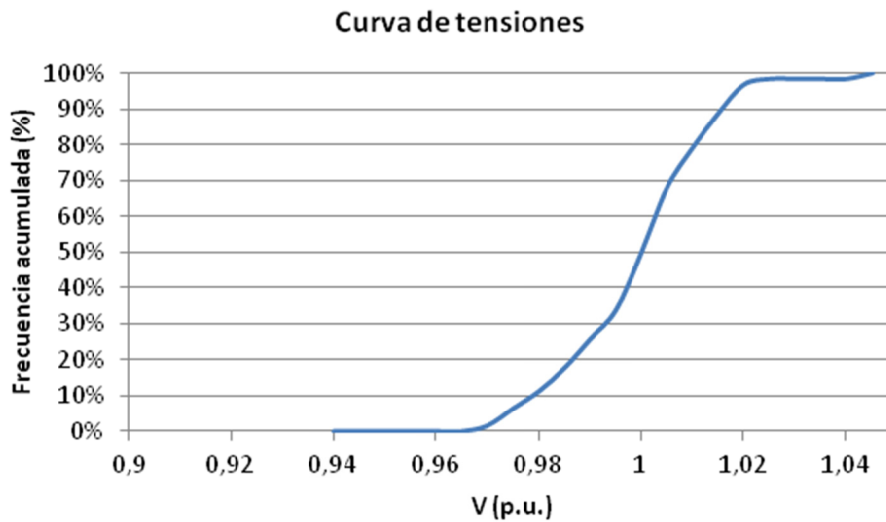


Figura 10-17: Curva de tensiones expresada como una función de distribución acumulada⁷¹ para el Caso base A en la transformación K MAT/AT/MT tras la ejecución del flujo de cargas.

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de PSS®E.

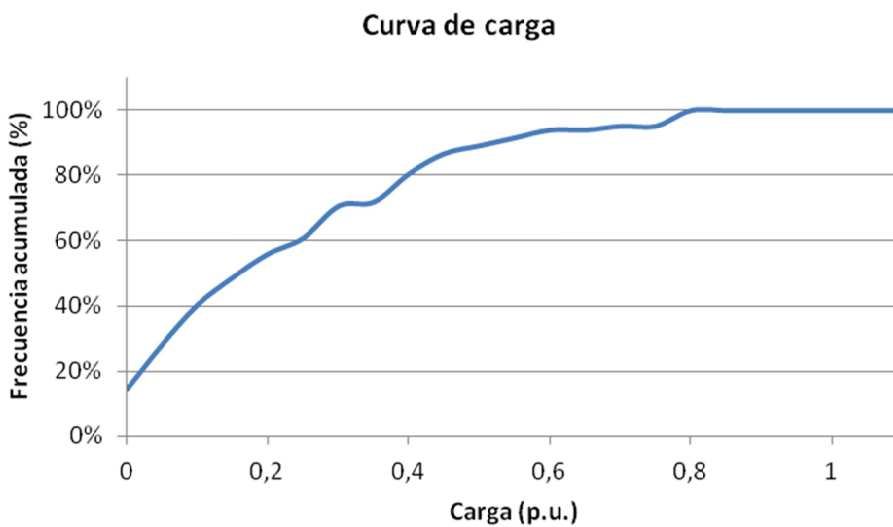


Figura 10-18: Curva de carga en las líneas expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base A en la transformación K MAT/AT/MT tras la ejecución del flujo de cargas.

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados del PSS®E.

10.3.3.1.2 Análisis de contingencias

El resultado del análisis de contingencias para el Caso base A en la transformación K MAT/AT/MT se muestra a continuación:

⁷¹ Indica el porcentaje de valores de tensión en los nudos que están por debajo de un valor determinado.

```

<----- MONITORED BRANCH -----> <----- CONTINGENCY LABEL -----> RATING FLOW %
4282*K 132.00 3WINDTR K WND 1 A2 SINGLE 4282-30404-30780 (A1) 80.0 90.7 113.3
30404*K 66.000 3WINDTR K WND 2 A2 SINGLE 4282-30404-30780 (A1) 80.0 85.7 107.1
4282*K 132.00 3WINDTR K WND 1 A1 SINGLE 4282-30404-30782 (A2) 80.0 90.7 113.4
30404*K 66.000 3WINDTR K WND 2 A1 SINGLE 4282-30404-30782 (A2) 80.0 86.0 107.5
30404 K 66.000 30538*T K5 66.000 1 SINGLE 30404-30477 (1) 51.9 53.4 104.4
30477 K 66.000 30538*K6 66.000 1 SINGLE 30404-30538 (1) 51.9 52.1 102.0
30404 T K5 66.000 30538*K6 66.000 1 SINGLE 30477-30538 (1) 51.9 52.1 101.8

LOSS OF LOAD REPORT:
<----- B U S -----> <----- CONTINGENCY LABEL -----> LOAD(MW)
30310 K2 66.000 SINGLE 30308-30310 (1) 2.26
30310 K2 66.000 SINGLE 30308-30326 (1) 2.26
30357 K3 66.000 SINGLE 30308-30326 (1) 7.52
30357 K3 66.000 SINGLE 30308-30357 (1) 7.52
30596 K4 66.000 SINGLE 30594-30596 (1) 3.84
    
```

El funcionamiento operativo del subsistema 4 resulta adecuado (ver Anexo D.1.4:), con las limitaciones que se identifican, resultando admisibles las contingencias por fallo simple de sus elementos constitutivos y, por ello, concluir que no se produce PNG. Las limitaciones identificadas anuncian las restricciones estructurales sobre las que la evolución de la demanda pueda llevar a requerir desarrollos y/o refuerzos de red.

10.3.3.1.3 Instalaciones DG

En el Subsistema 4 se encuentran las siguientes instalaciones DG conectados en 66 kV, vinculadas a sistemas de cogeneración, de un tamaño reseñable (a partir de 5 MW) y tecnología con capacidad de recibir consignas y atenderlas en un plazo razonablemente breve (turbinas de gas), que se incluyen en la Tabla 10-2:

Instalación Cliente	Potencia instalada generación (MW)
DG5	9.750
DG6	13.200
DG1	12.070
DG4	9.200
DG2	9.600
DG3	7.300

Tabla 10-2: Instalaciones DG conectadas en 66 kV en el subsistema 4.

Fuente: Elaboración propia.

El resto de instalaciones DG conectadas en AT – MAT en el Subsistema 4 son centrales hidráulicas de pequeño embalse sin capacidad de regulación.

10.3.3.2 Casos base B_{MT} en las transformaciones 66/MT del Subsistema 66 kV ④

Desde la perspectiva de la transformación AT/MT se “homogeniza” el conjunto D + G conectado en la barra MT de la subestación correspondiente (red MT radial). Esto se traduce en un comportamiento neto de demanda o de generación. Como se observa en los gráficos de Correlación demanda – generación en las transformaciones a media tensión del subsistema eléctrico objeto de estudio (ver Anexo B.3.4) resulta predominante la demanda frente a la generación. Con ello, se propicia el que pueda quedar oculta la demanda efectiva que la red debe abastecer en determinados escenarios. Se identifica así una **problemática de demanda** a abastecer en cada una de las transformaciones referidas en dicho subsistema de 66 kV, que puede no resultar detectada en la carga medida (I) en dicha transformación a MT.

En el Anexo B.3.4 se incluyen los gráficos de Correlación demanda – generación, de los años 2013 y 2014, correspondientes a las transformaciones 132/20 kV y 66/20 kV del subsistema objeto de estudio (L, K, K₁, K₂, K₃, K₄, K₅ y K₆), así como de las transformaciones 220/20 kV y 132/20 kV colindantes con capacidad de apoyo en media tensión (G, I, J, N y M). La observación de los mismos pone de manifiesto la problemática identificada de demanda no detectable en la medida registrada en cada transformación a media tensión.

Este efecto se manifiesta especialmente en las transformaciones K₁ y K₆. A continuación se analiza esta problemática en dichas transformaciones.

Siguiendo el mismo procedimiento realizado en la transformación MAT/AT de la subestación K para identificar el caso base A, se analizan las transformaciones AT/MT en las subestaciones K₁ y K₆ para identificar los casos base B_{MT} correspondientes.

10.3.3.2.1 Caso base B_{MT} en la transformación K₁ AT/MT

Se realiza la misma secuencia antes descrita para la transformación K para establecer el caso base para la transformación K₁.

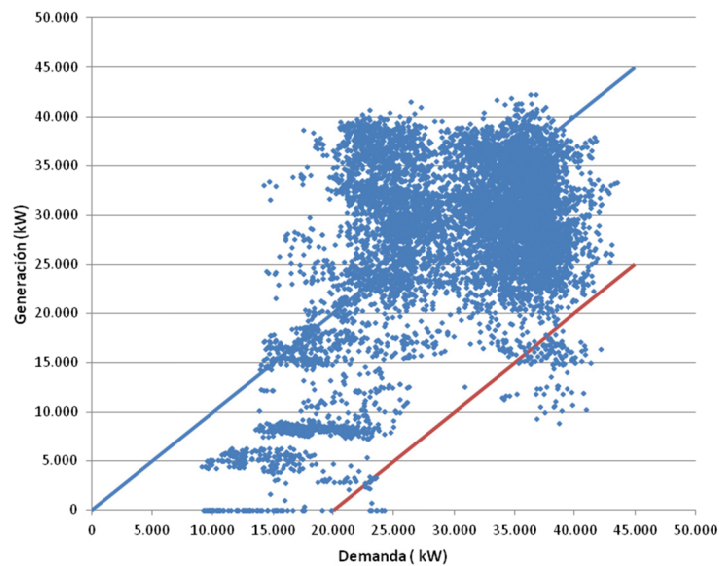


Figura 10-19: Correlación Demanda-Generación en la barra de 66 kV de la Subestación K₁ (año 2013).

Fuente: Elaboración propia.

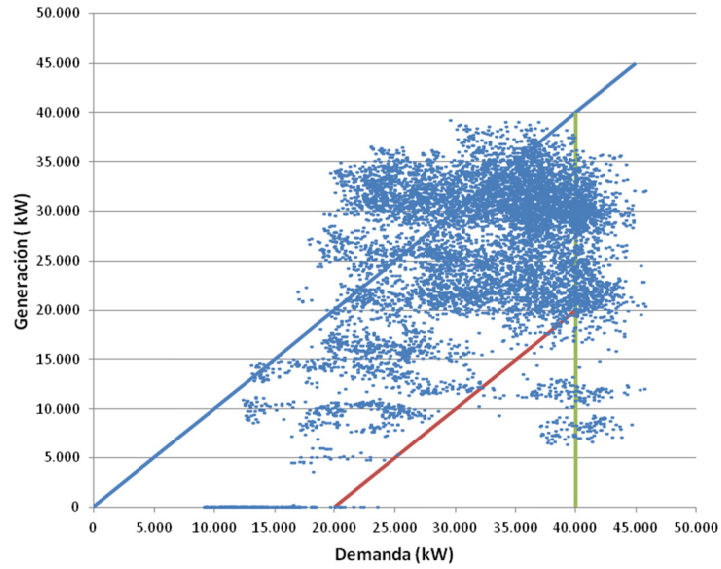


Figura 10-20: Correlación Demanda-Generación en la barra de 66 kV de la Subestación K₁ (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

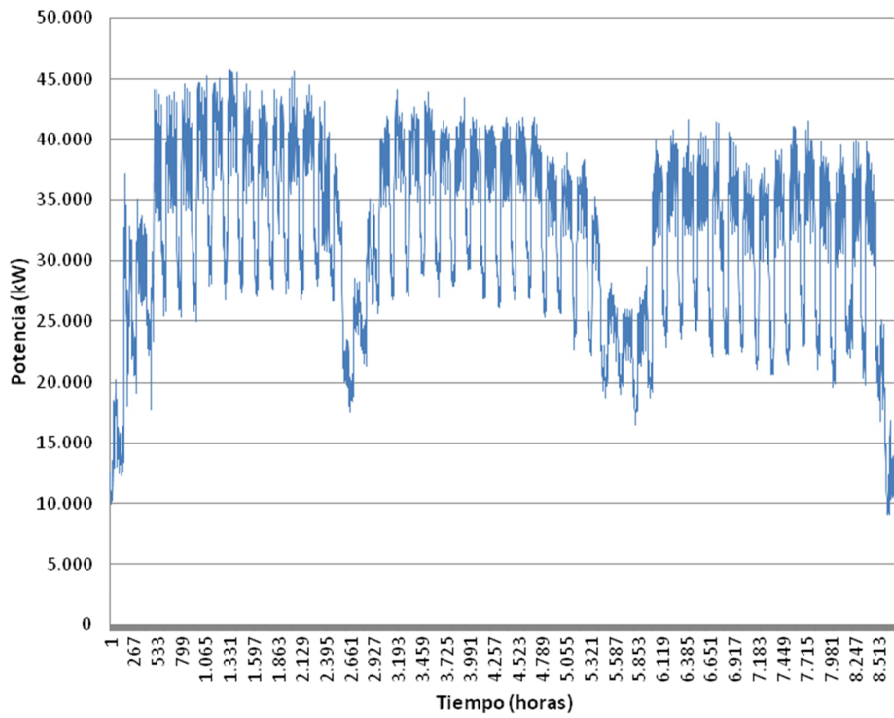


Figura 10-21: Consumo en MT de la Subestación K₁ (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

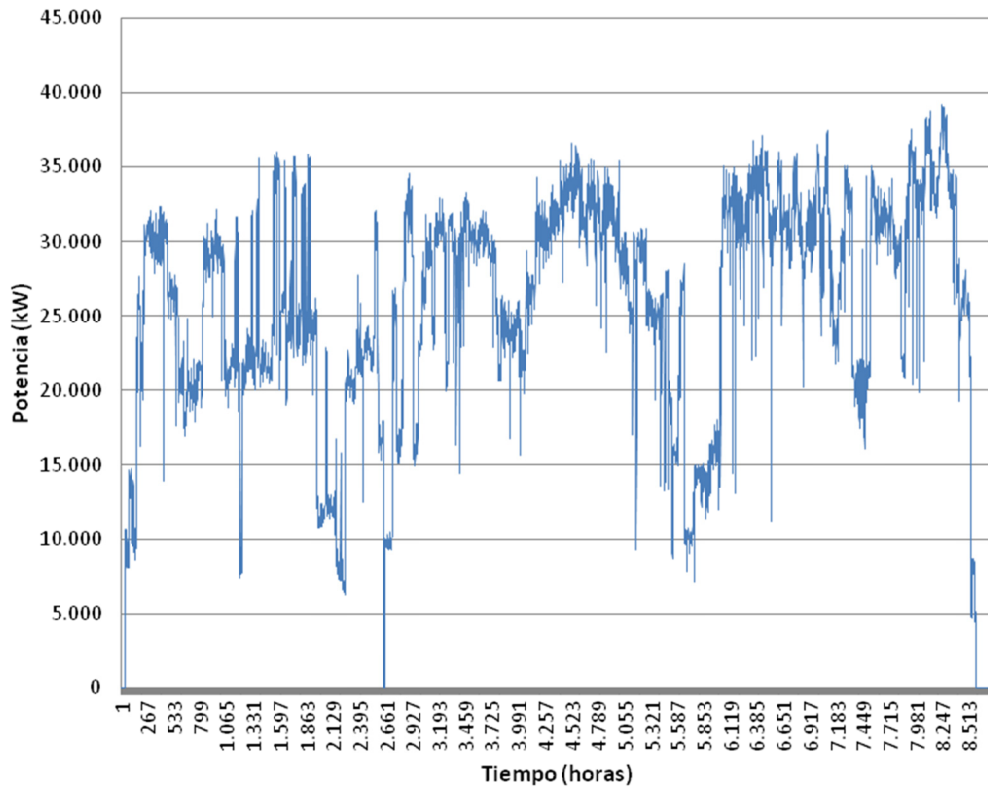


Figura 10-22: Generación en MT de la Subestación K_1 (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

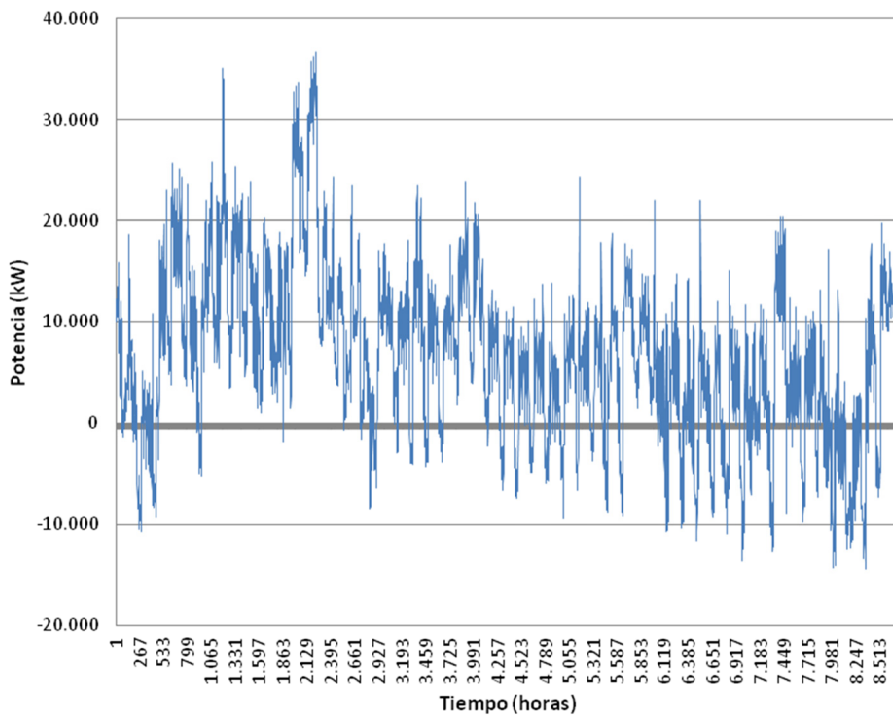


Figura 10-23: Interconexión AT/MT de la Subestación K_1 (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

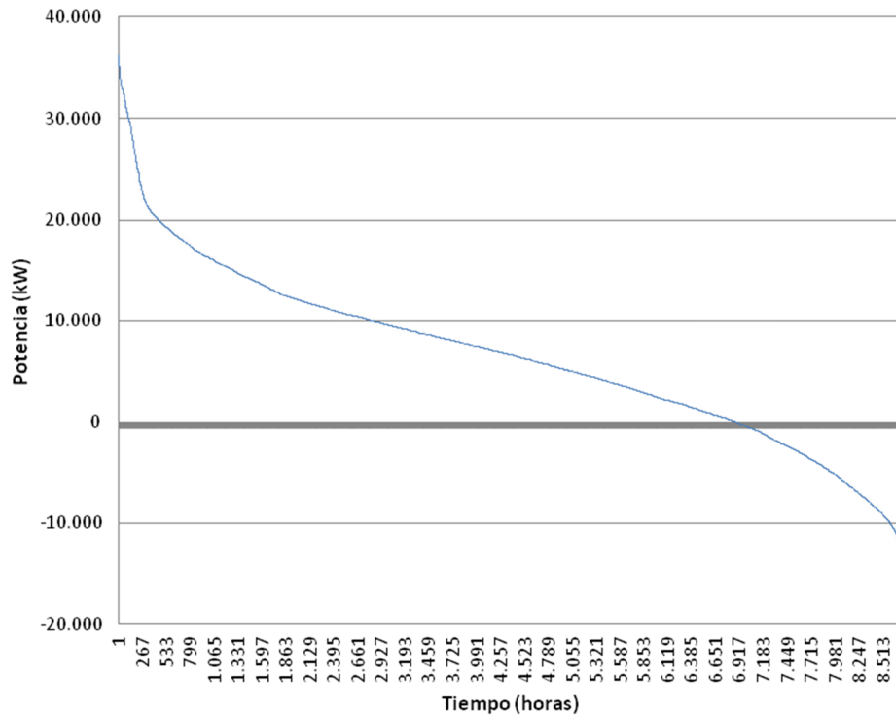


Figura 10-24: Monótona en la interconexión AT/MT de la Subestación K_1 (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 10-19 y la Figura 10-20 de transformación K_1 a MT (20+40 MVA), se observa un comportamiento de demanda en un contexto de elevada penetración DG. Como se identificó en la transformación K, el año 2014 resulta más problemático que el 2013 al detectarse una evolución de la nube de puntos D –G hacia la derecha y hacia abajo, que pone de manifiesto la demanda existente que progresivamente ha dejado de ser abastecida desde la DG.

La demanda máxima registrada no es superior a la capacidad de la transformación. Sin embargo, se visualizan muchos puntos en los que no se cumple el N-1 de la transformación de 40 MVA y, potencialmente puede producirse PNG.

Los puntos en el eje de abscisas con generación cero se producen en escenarios de baja demanda, vinculados a periodos festivos o vacacionales. Al evaluar la interconexión la topología de red no afecta sobre los escenarios identificados.

Por tanto, los principales parámetros del caso base en la transformación K_1 (AT/MT) son los siguientes:

- Demanda por consumo: **45,7 MW** (máxima registrada). Determina la maniobra de red.
- Generación distribuida: **7 MW** (máxima solicitud registrada en la interconexión).
- Interconexión: **38,7 MW** (carga obtenida por diferencia entre los valores de demanda y generación del caso base que anuncia posible PNG, o sobrecarga en la unidad de transformación 66/20 kV 20 MVA en indisponibilidad de la unidad de 40 MVA).

Caso base en la transformación K_1 (AT/MT)		
Demanda	45.741 kW	25/02/2014 20:00
Generación	7.050 kW	03/04/2014 21:00
Interconexión	38.691 kW	Calculado

Tabla 10-3: Principales parámetros del caso base en la transformación K_1 (AT/MT).

Fuente: Elaboración propia.

10.3.3.2.2 Caso base B_{MT} en la transformación K_6 AT/MT

Se realiza la misma secuencia antes descrita para la transformación K para establecer el caso base para la transformación K_6 .

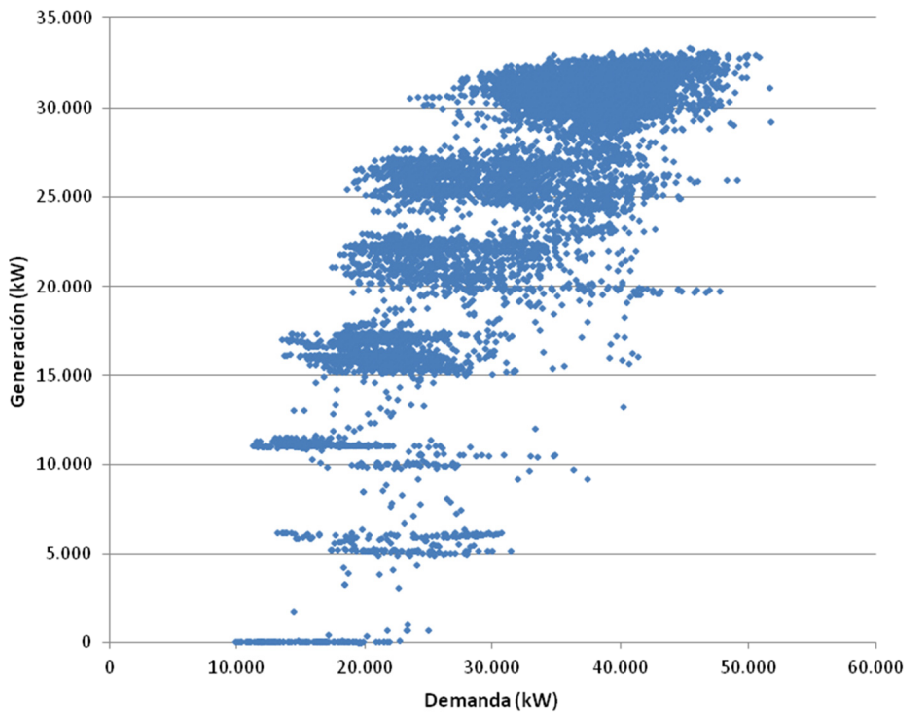


Figura 10-25: Correlación Demanda-Generación en la barra de 66 kV de la Subestación K_6 (año 2013).

Fuente: Elaboración propia.

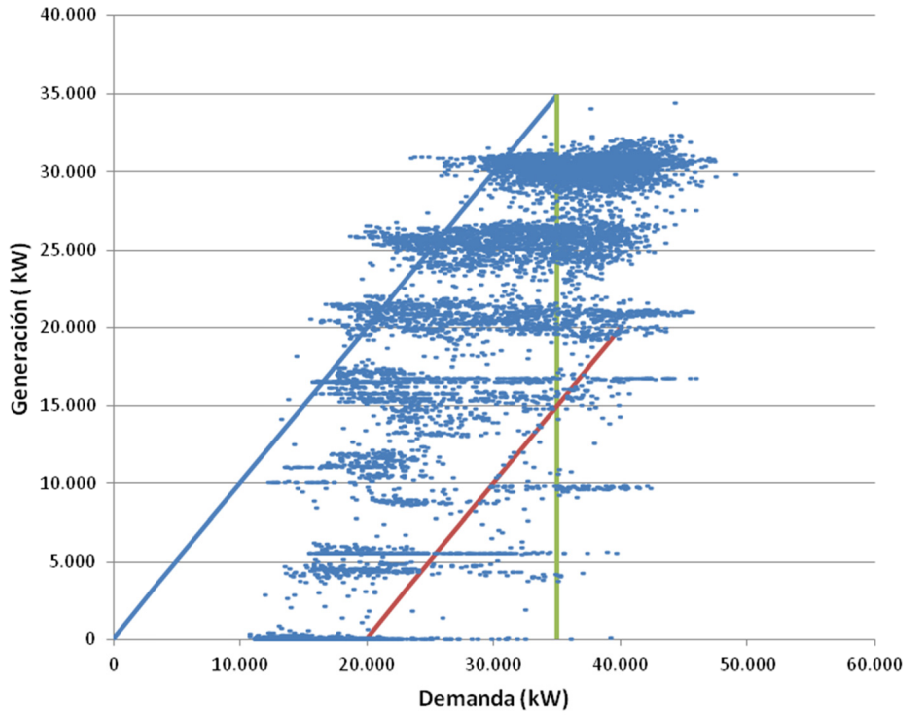


Figura 10-26: Correlación Demanda-Generación en la barra de 66 kV de la Subestación K₆ (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

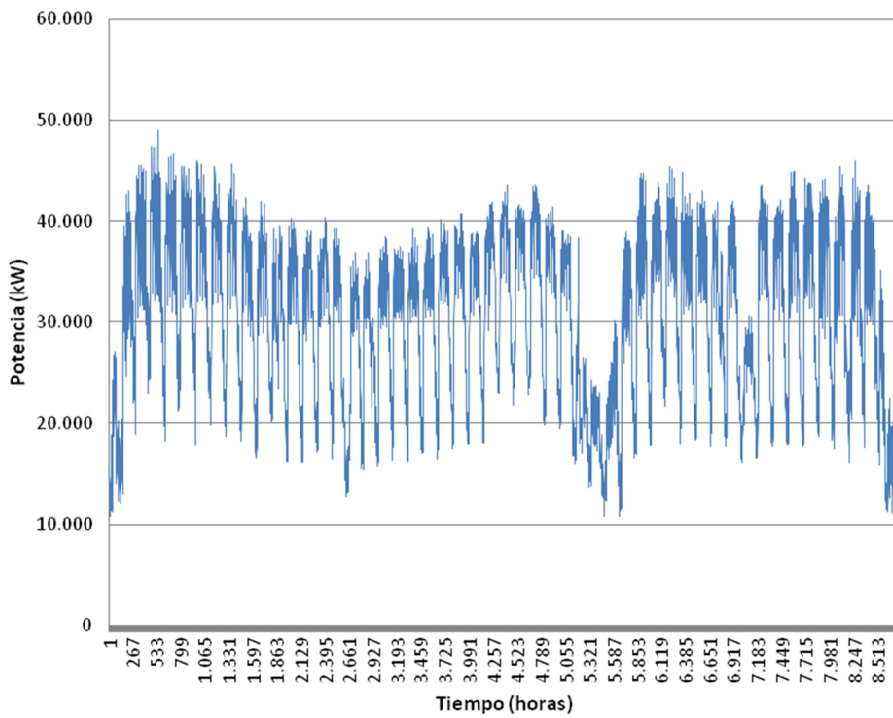


Figura 10-27: Consumo en MT de la Subestación K₆ (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

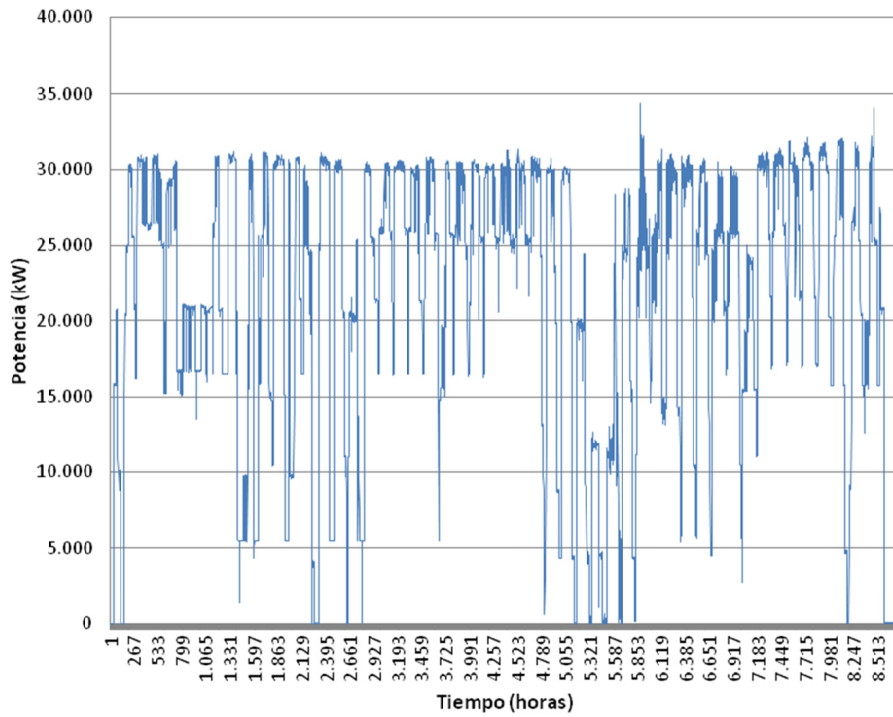


Figura 10-28: Generación en MT de la Subestación K₆ (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

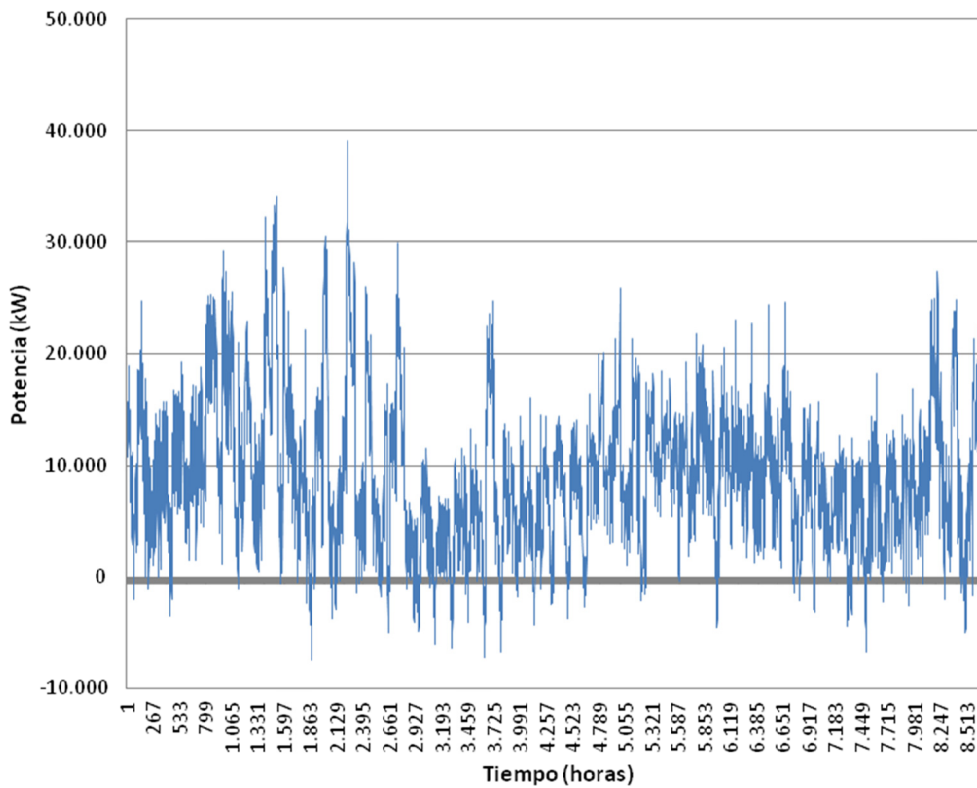


Figura 10-29: Interconexión AT/MT de la Subestación K₆ (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

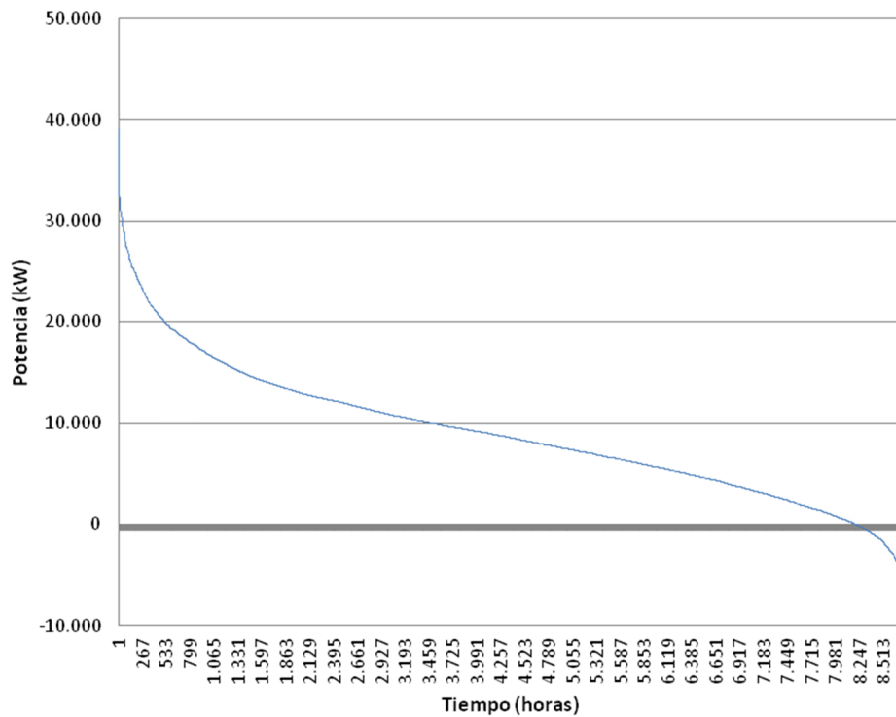


Figura 10-30: Monótona en la interconexión AT/MT de la Subestación K₆ (año 2014).

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 10-25 y en la Figura 10-26 de transformación K₆ a MT (2x20 MVA), se observa un comportamiento de demanda en un contexto de elevada penetración DG, cuya producción se modula en escalones de unos 5 MW (grupos de generación importantes). Como se identificó en la transformación K, el año 2014 resulta más problemático que el 2013 al detectarse una evolución de la nube de puntos D –G hacia la derecha y hacia abajo, que pone de manifiesto la demanda existente que progresivamente ha dejado de ser abastecida desde la DG.

La demanda máxima registrada resulta superior a la capacidad de la transformación en muchos puntos. Se visualizan muchos puntos en los que no se cumple el N-1 de la transformación con potencial PNG. De 2013 a 2014 esta situación mejora ligeramente, lo que pone de manifiesto los efectos de la crisis económica en la zona, al reducirse las demandas máximas registradas y la generación.

Resulta esencial la aportación DG para el abastecimiento de la demanda.

Los puntos en el eje de abscisas con generación cero se producen en escenarios de alta demanda, en este ámbito de red no siempre vinculados a periodos festivos o vacacionales (Figura 10-25 y Figura 10-26).

Por tanto, los principales parámetros del caso base en la transformación K₆ (AT/MT) son los siguientes:

- Demanda por consumo: **49,0 MW** (máxima registrada). Determina la maniobra de red.
- Generación distribuida: **0 MW** (máxima solicitud registrada en la interconexión).

- Interconexión: **49,0 MW** (carga obtenida por diferencia entre los valores de demanda y generación del caso base que anuncia posible PNG, o sobrecarga en la unidad de transformación 66/20 kV 20 MVA bajo indisponibilidad de la unidad de 40 MVA).

Caso base en la transformación K ₆ (AT/MT)		
Demanda	49.025 kW	23/01/2014 21:00
Generación	38 kW	04/04/2014 08:00
Interconexión	48.987 kW	Calculado

Tabla 10-4: Principales parámetros del caso base en la transformación K₆ (AT/MT).

Fuente: Elaboración propia.

La inversión de flujos de energía a nivel de la interconexión AT/MT asociada una elevada penetración DG respecto a la demanda resulta más nítida en redes radiales que en malladas. En ambos casos, K₁ y K₆, como se ha podido observar la simple observación de la carga en la interconexión puede inducir a errores de apreciación sobre la problemática de demanda descrita en la operación y planificación de redes.

Para comprobar la potencial PNG de dichas transformaciones y cuantificar su valor, es necesario evaluar el flujo de cargas de la red MT aguas en cada una de ellas, incorporando las capacidades efectivas de apoyo desde otras las redes MT colindantes y subordinadas, a su vez, de otras transformaciones a MT en la zona.

Resultado flujo de cargas

El resultado del flujo de cargas (PF) al converger el Caso base BMT en la transformación K₆ AT/MT detallado en la Tabla 10-4 se muestra a continuación. En el Anexo D. 2: puede consultarse el análisis de este caso con un mayor nivel de detalle.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, JUL 01 2015  9:27
CASO DE INVIERNO FECHA: 31/12/2014                      AREA TOTALS
PUNTA DE INVIERNO 2014/15                               IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----          TO          -NET INTERCHANGE-
GENE- FROM IND TO IND          TO          TO BUS     GNE BUS     TO LINE     FROM     TO          TO TIE     TO TIES     DESIRED
X-- AREA --X  RATION GENERATN  MOTORS   LOAD      SHUNT      DEVICES    SHUNT CHARGING LOSSES   LINES  + LOADS  NET INT
3
ESTE-EX      1003.2    0.0     0.0 -17785.6  19365.7    0.0     0.0     0.0    -16.9   -560.0   -560.0    0.0
              186.9     0.0     0.0 -14705.2  14891.9    0.0     0.0    130.8     8.1   122.8    122.8
11
ESTE-ID      1564.0    0.0     0.0 -24310.3  25204.8    0.0     2.0     0.0    16.8   650.8   650.8    0.0
              83.5     0.0     0.0 -23875.1  23793.0    0.0     5.8    128.9    372.2  -83.5   -83.5
20
BOLSA C.CUER  39.0     0.0     0.0   128.6     0.0     0.0     0.1     0.0     1.1   -90.8   -90.8    0.0
              0.0     0.0     0.0    34.7     0.0     0.0     0.8     3.1     6.9   -39.3   -39.3
COLUMN      2606.3    0.0     0.0 -41967.4  44570.5    0.0     2.1     0.0     1.0     0.0     0.0    0.0
TOTALS      270.3     0.0     0.0 -38545.7  38685.0    0.0     6.5    262.7    387.3     0.0     0.0
    
```

La Figura 10-31 y la Figura 10-32 muestran el nivel de tensión en los nudos y la carga en las líneas de la red tras la ejecución del flujo de cargas. Se acredita de este modo que tanto la tensión en los nudos como la intensidad de corriente en las líneas se mantienen dentro de los límites admisibles para el caso objeto de estudio.

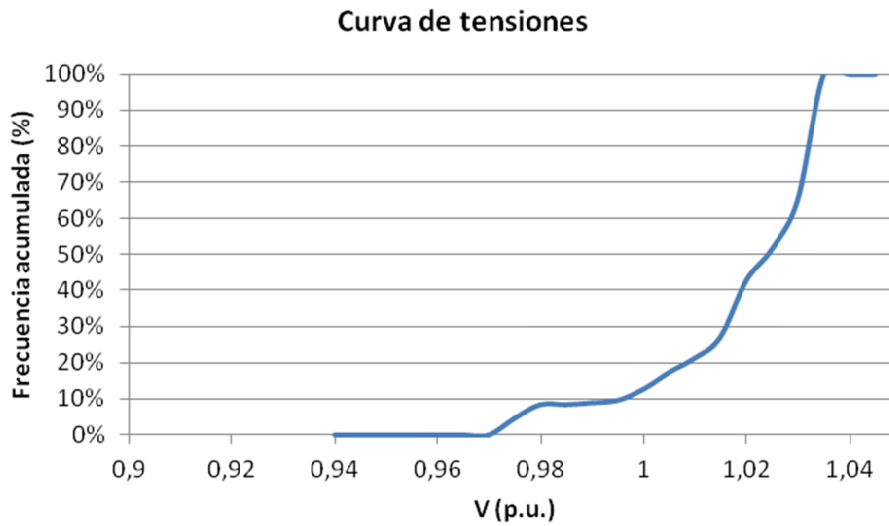


Figura 10-31: Curva de tensiones expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base A en la transformación K6 AT/MT tras la ejecución del flujo de cargas.

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de PSS®E.

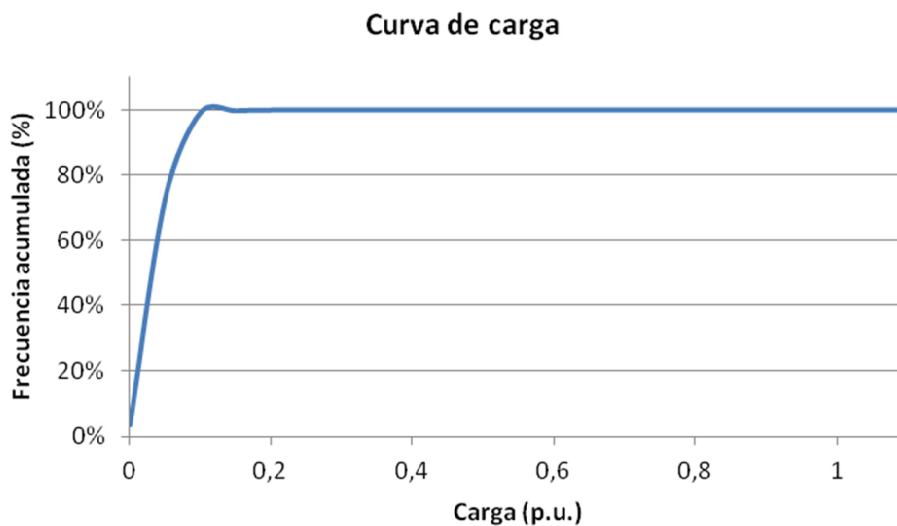


Figura 10-32: Curva de carga en las líneas expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base A en la transformación K6 AT/MT tras la ejecución del flujo de cargas.

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de PSS®E.

Instalaciones DG

En el ámbito de la subestación K6 se encuentran las siguientes instalaciones de generación DG conectadas aguas abajo.

TRAFO	LMT	NUDO	Referencia	Nivel de tensión	PGen (kW)
K6 T1	11	65983	CTD PV	BT	16
K6 T1	09	66071	CTD PV	BT	4
K6 T1	09	66358	CTD PV	BT	1
K6 T1	09	66388	CTD PV	BT	1
K6 T1	09	67475	CTD PV	BT	1
K6 T1	02	91813	CHP 2 MT	MT	52
K6 T1	11	94110	CTD PV	BT	20
K6 T1	08	95105	CHP 1 MT	MT	0
K6 T1	03	95336	CTD PV	BT	8
K6 T1	11	99292	CTD PV	BT	3
K6 T1	09	107331	CTD PV	BT	5
K6 T1	27	107591	CTD PV	BT	4
K6 T1	09	116231	PV MT	MT	10
K6 T1	09	118110	PV MT	MT	4
K6 T1	09	118161	PV MT	MT	10
K6 T1	09	118164	PV MT	MT	10
K6 T2	16	86714	CHP 4 MT	MT	0
K6 T2	15	91812	CHP 3 MT	MT	0
K6 T2	16	94098	CTD PV	BT	16
K6 T2	21	103844	CTD PV	BT	4
K6 T2	24	122121	PV MT	MT	39,6

Tabla 10-5: Transformación K6: generación para el 04/04/2014 a las 08:00.

Fuente: Elaboración propia.

Análisis de contingencias

En la tabla a continuación se presenta el efecto de una aportación teórica de producción DG de cada uno de los DER antes identificados, al máximo de su capacidad, en su punto de conexión a la red y su efecto sobre la PNG por fallo de transformador:

		Aportación DER simulada P (MW)				
		CHP 3 MT	CHP 2 MT	CHP 4 MT	CHP 1 MT	
		12,5 MW	8 MW	5,505 MW	9,972 MW	
		PNG (MW)				
Fallo simple	K6 T1	6294	6524	PNG resuelta	7409	PNG resuelta
Fallo simple	K6 T2	9506	PNG resuelta	8713	5505	7063

Tabla 10-6: Efecto sobre la PNG por fallo de transformador de cada uno de los DER identificados.

Fuente: Elaboración propia.

En el análisis de contingencias se ha comprobado la potencia efecto de los recursos DER conectados para aliviar las PNG detectadas. Este efecto depende en gran medida de la ubicación del recurso DER en la red. En este caso, de las cuatro instalaciones potencialmente disponibles tres de ellas (CHP 1, 2 y 3 MT) vierten su producción eléctrica a través de línea directa (CHP 1), o prácticamente dedicada (CHP 2 y CHP 3), en barras de 20 kV en la subestación K6, por lo que no contribuyen a aliviar la PNG en red de MT pero sí la correspondiente al fallo de la transformación en K6 llegando incluso a resolverla (ver Tabla TT).

10.3.3.3 Casos base B_{LMT} en la red MT

El siguiente paso para determinar el escenario base desagregado de funcionamiento es el análisis en cada línea de media tensión que lo precise. Al descender a este nivel, se presenta un escenario que consiste en un sistema radial de media tensión con presencia de generación distribuida (básicamente se trata de instalaciones fotovoltaicas). La generación y las cargas de demanda son discretas, no atomizadas ni uniformemente repartidas en la red de media tensión. Por tanto se puede afirmar que la coherencia identificada en el comportamiento de generación y demanda a nivel de subsistema o de cabecera de línea MT, al descender al detalle del tramo de línea puede no existir en determinados escenarios locales de demanda y generación, que no tienen por qué coincidir con los detectados en los niveles de tensión superiores.

De este modo, en una línea MT con presencia de DG verificaremos que cumple con las condiciones previstas de evacuación en las condiciones de seguridad del suministro que establece la regulación para abastecer el consumo conectado a la misma. En líneas o en tramos de las mismas pueden darse problemas de demanda (líneas sin DG, o con DG que no es firme) o de evacuación de generación (líneas con DG y baja demanda por consumo). En estos casos, se aplicaría la misma sistemática expuesta para identificar los posibles incumplimientos no detectados por los sistemas de control, que puede o han podido provocar averías por saturaciones o reclamaciones por calidad de tensión.

A medida que se reduce el nivel de tensión de la red de distribución más improbable es que no exista demanda por consumo y la tecnología y el tamaño de las plantas ayudan a mixtura o integración entre consumo y generación.

No obstante, en las condiciones de máxima demanda y de generación asociada a la máxima solicitud de la interconexión, el análisis de la PNG de la red MT dependiente de dicha interconexión (transformación MAT-AT/20 kV aguas arriba) ofrece una visión suficiente de las posibles líneas MT que puedan requerir un análisis en mayor detalle con la misma metodología. Este procedimiento aplicado a una línea requiere preservar en los datos utilizados la necesaria estabilidad en el tiempo del ámbito de red asociado a la línea y sus solicitudes operativas (apoyo a otras líneas, averías, etc.), como fundamento del balance energético a establecer entre demanda y generación, visto desde cada interconexión de carácter radial con el nivel de tensión superior.

Dicha estabilidad en determinados entornos puede resultar muy difícil. Por este motivo y por las características de coherencia en el comportamiento de los subsistemas identificados en la red objeto de análisis (ver apartado 10.3.2), en la comprobación del modelo se admite como suficientemente próximo que el escenario crítico representativo de cada línea B_{LMT} es el que se identifica al analizar la red MT en el caso base de la transformación correspondiente MAT-AT/20 kV de la que depende.

10.3.3.4 Escenario base desagregado del subsistema 132-66 kV sobre el que se comprueba el modelo

Dado el nivel de penetración DG se visualiza un problema de capacidad de abastecimiento de la demanda si la generación no está presente. A diferencia del caso analizado en la referencia [80], que era de capacidad de evacuación en un contexto de red de poca demanda en relación al contingente de generación de energía renovable a evacuar al sistema.

El escenario base desagregado del subsistema 132-66 kV sobre el que se comprueba el modelo (ver 10.3.2) lo componen los siguientes casos base:

- El **Caso base A en la transformación de la subestación K** (ver apartado 10.3.3.1), vista desde sus alimentaciones en 132 kV (ver Figura 10-14), permite realizar el flujo de cargas en el subsistema ④ de 66 kV (ver 10.3.3.1).

Este caso representa la concurrencia simultánea de escenarios críticos. Se identifica la fecha y hora en generación y en consumo del caso base en la interconexión con el sistema superior para incorporar las cargas en las subestaciones de cliente y la generación DG en el nivel de 66 kV, así como las cargas por demanda y generación en las subestaciones de distribución conectadas en 66 kV.

Representa el escenario más crítico de estrés del sistema de 66 kV por su alcance sobre el necesario apoyo en términos de Demanda que debe prestar su referencia a los subsistemas subordinados en MT bajo cualquier condición de producción DG.

En la sistemática de análisis y de comprobación de modelo, entre las transformaciones 66/20 kV K_1 y K_6 (ver 10.3.3.2) señaladas como las más representativas de la problemática de demanda identificada en el Subsistema ④, se escoge la transformación K_6 por ser la que resulta más cargada bajo la condición de generación mínima registrada.

- El **Caso base B_{MT} en la transformación K_6 AT/MT**. Mediante PSS®E se realiza un flujo de cargas en el subsistema MT que depende de la transformación K_6 , configurando el caso base B_{MT} de dicha transformación (ver 10.3.3.2).

Se realizaría el mismo procedimiento para cada una de las transformaciones a MT que dependen del subsistema objeto de estudio, y en su caso, se haría extensivo en las líneas MT que lo pudieran requerir (ver 10.3.3.3). No obstante, tal y como se ha señalado, para la comprobación del modelo resulta suficiente el escenario base desagregado obtenido a partir del análisis de las transformaciones K y K_6 .

10.3.4 Resultados Primera etapa

El conjunto de resultados en cada nivel de tensión se expone a continuación (ver Anexos D.1 y D.2) y representa el Escenario base desagregado 2014, que permite pasar a la Segunda etapa del proceso de planificación.

Caso base 2014 Transformación K									
Demanda (MW)	Generación DG (MW)	Interconexión (MW)	Pérdidas (MW)	Sobrecargas en estado N (Trafo MAT/AT y red AT)	PNG (MW)		Potencial DG disponible		
					Trafo MAT/AT	Red AT	Unidades TG>5MW	P_{GEN} (MW) instalada	
128,600	39,000	90,800	1,100	NO	10,700	9,78 (antena AT)	6	61,120	

Caso base 2014 Transformación K_6									
Demanda (MW)	Generación DG (MW)	Interconexión (MW)	Pérdidas (MW)	Sobrecargas en estado N (Trafo AT/MT y red MT)	PNG (MW)		Potencial DG disponible		
					Trafo AT/MT	Red MT	Unidades TG>5MW	P_{GEN} (MW) instalada	
48,670	0,209	48,841	0,379	28,0% (T1) 16,2% (T2)	9,506	5,470	4	36,029	

Tabla 10-7: Síntesis de resultados del Escenario base desagregado 2014 para el subsistema ④.

Fuente: Elaboración propia.

10.4 PLANIFICAR LAS NECESIDADES Y RECURSOS DE RED

Parámetros característicos al “Planificar las necesidades y recursos de red”:

- Horizonte temporal de planificación: cinco años. Con referencia 2014, horizonte 2020.
- Desarrollos de red en curso con puesta en servicio en el horizonte de planificación.
- Funciones objetivo:
 - Coste mínimo trasladado al sistema: red mínima para la calidad (gestión PNG y pérdidas) y la seguridad (gestión incumplimientos de tensión e intensidad admisibles) establecidas en reglamentación aplicable.
 - Optimización global del nivel de pérdidas v.s. minimización local.
 - Accesos eficientes a la red propiciando con información su uso óptimo.
- Hipótesis de producción DG:
 - Cada caso base puede ser optimizado de forma independiente.
 - Capacidad de respuesta en el acceso de la generación DG (existentes o entrantes) a consignas de producción de energía activa y reactiva, o bien de factor de potencia.
 - Registro histórico de medidas de producción.
 - Compromiso esperado de permanencia de la producción DG.
- Hipótesis de consumo:
 - Asegurar cobertura de la demanda proyectada.
 - Predecible por agregación de comportamientos en zonas homogéneas.
 - Crecimiento demanda en función de registros históricos, compromisos firmes, y situación economía local, regional y global, descontados efectos puntuales de temperatura y laboralidad.
- Estrategias operativas ADSM (comportamientos coordinados red-DER):
 - Consignas de potencia activa, reactiva y factor de potencia a DG.
 - Consignas de tensión a recursos DG: coordinación con los sistemas de control de tensiones (CVC taps).

10.4.1 Perfiles de comportamientos de carga

En base a las condiciones señaladas en el apartado 9.4.1, los perfiles de carga observados en las transformaciones a MT permiten identificar las características de su comportamiento zonal (ámbito de red o geográfico), lo que a su vez facilita la proyección de la carga sobre cada caso base.

Esta perspectiva permite clasificar o zonificar la Red existente de distribución (RED) de referencia (Figura 10-1) en términos de cobertura geográfica y coherencia en su comportamiento esperado. En este sentido como Anexo E.1 se incluyen los perfiles predominantes identificados. En algunos de ellos, se identifican los efectos estacionales y de desplazamiento de la población. En este caso, los patrones predominantes de comportamiento identificados son los siguientes:

- **Perfil urbano**, con un comportamiento característico de un gran núcleo de población estable, con un perfil de curva de carga característico (Figura 10-33). Este perfil es sensible al efecto temperatura.

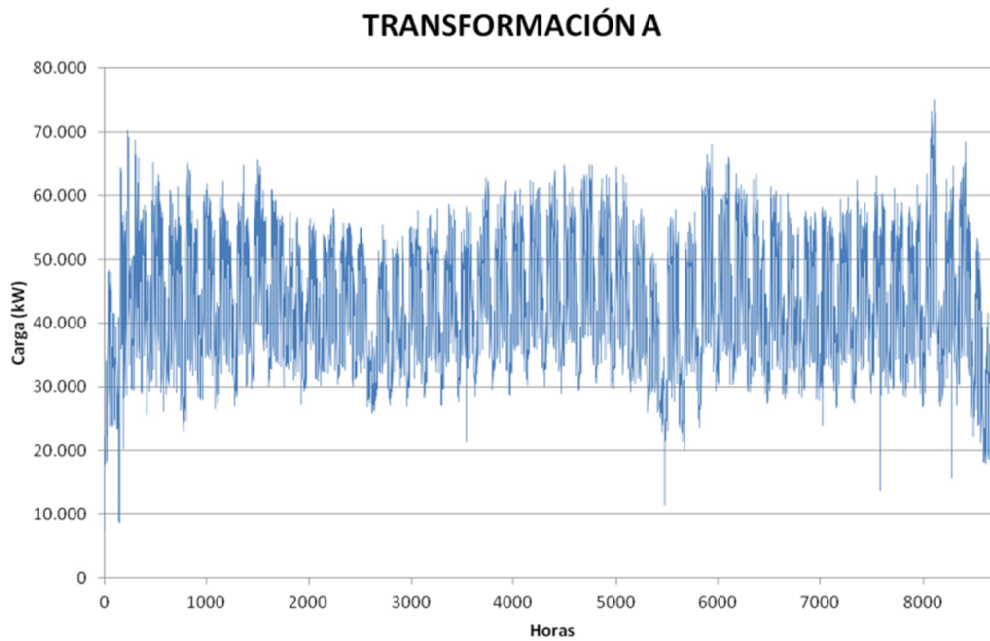


Figura 10-33: Perfil horario de carga tipo urbano observado en la transformación A a 20 kV en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

- **Perfil turístico concentrado**, con una curva de carga que se caracteriza por un importante incremento de consumo en verano y puntas de demanda en periodos vacacionales y fines de semana (Figura 10-34).

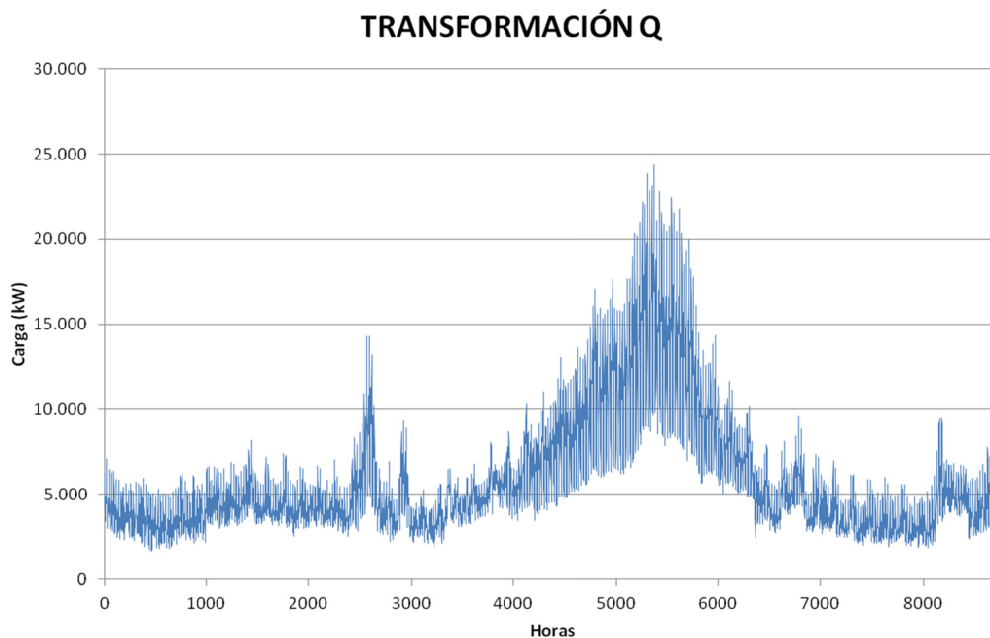


Figura 10-34: Perfil horario de carga tipo turístico concentrado observado en la transformación Q en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

- **Perfil industrial**, que caracteriza el comportamiento de grandes industrias con procesos con necesidad de aportación de calor, que suelen incorporar técnicas de cogeneración. Su consumo es bastante estable a lo largo del día y del año, en función de su cartera de pedidos (Figura 10-35).

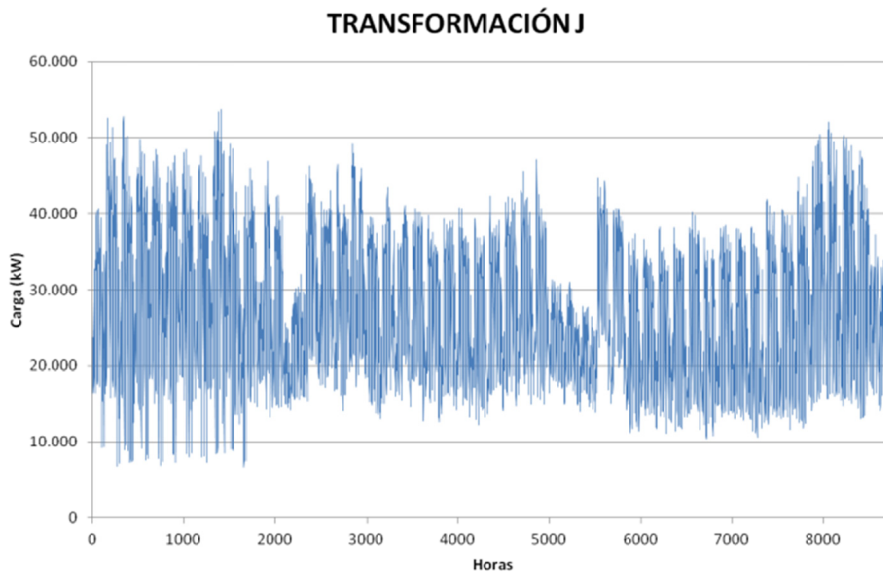


Figura 10-35: Perfil horario de carga tipo industrial observado en la transformación J en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

- **Perfil rural**, con poco peso específico de consumo industrial, eminentemente agrícola y, en algunas zonas, con efecto de segunda residencia. Abundantes puntos de suministro de riegos, y aumentan su consumo durante el verano y periodos vacacionales. Muy dependiente del efecto temperatura (Figura 10-36).

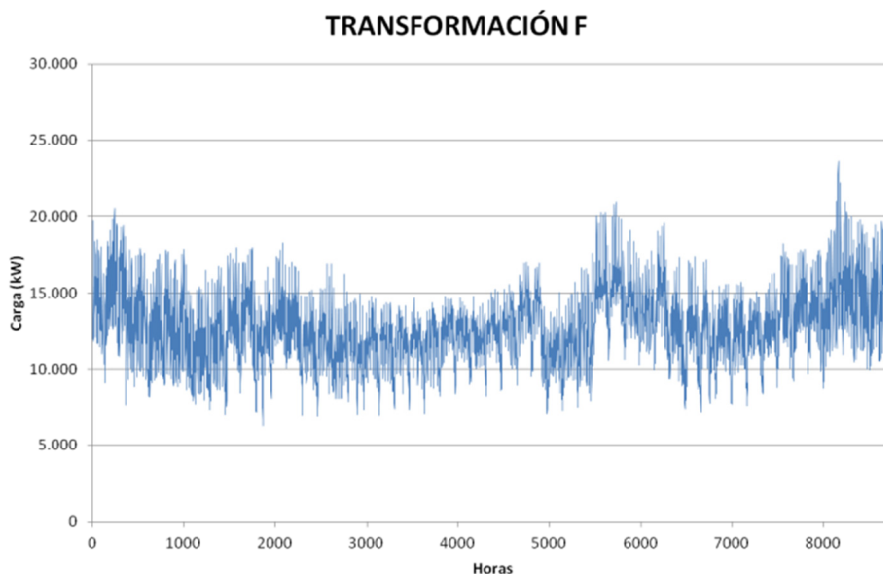


Figura 10-36: Perfil horario de carga tipo rural observado en la transformación F en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

En el Subsistema ④ (ver Figura 10-1 y Anexo E.1) se identifica un predominante el perfil industrial en las principales transformaciones a MT (K_1 , K_5 , y K_6), y en los puntos de conexión de agentes (consumo y generación) en 66 kV en un ámbito geográfico próximo. Existen otras transformaciones a MT (K , K_2 , K_3 , K_4 y L) en donde este comportamiento no resulta tan marcado y emerge el comportamiento de perfil rural.

Como consecuencia, sobre cada caso base establecido cabe admitir que el Subsistema ④ (ámbito de red) permite además una agrupación en base a su comportamiento (subárea geográfica) y concluir que dicho Subsistema constituye un **ámbito eléctrico coherente**. Esta característica tiene alcance sobre la proyección de cargas y crecimientos, sin perjuicio de corregir puntualmente las consideraciones particulares de crecimiento identificadas, y las consideraciones sobre la evaluación de la PNG en la red MT interconectada (ver apartados 9.4.1 y C.1.1:).

10.4.2 Proyección de la demanda

En el horizonte del año 2020 se adopta un **crecimiento del 3% anual** de la demanda por consumo, a partir de los criterios y sistemática propuestos en el apartado 9.4.1 sobre la Red existente de distribución (RED) y la información sensible asociada a la misma.

Como la demanda incluida en el caso base desagregado es de enero 2014, para proyectar la demanda de enero 2020 se extrapola aquélla a seis años resultando un factor multiplicador a las demandas de 1,1981373265 que se aplica a todas las demandas de consumo en PSS®E, manteniendo invariable el factor de potencia de las mismas.

En el actual contexto de crisis económica que atraviesa España, la evaluación de este crecimiento no deja de ser una hipótesis razonable en base a los factores señalados en la sección 9.4.1, en consonancia, en este caso, con las estimaciones realizadas a nivel nacional por la Secretaría de Estado de Energía en 2014 para el periodo 2015 – 2020, [149], [150]. La bondad de la proyección de la demanda afecta a la planificación temporal de las necesidades de recursos de red, pero no resta validez a la eficacia de las mismas y de las conclusiones del modelo objeto de comprobación.

10.4.3 Desarrollos de red en curso

Se incorporan al analizar cada caso base correspondiente, de acuerdo con el esquema propuesto en la sección 9.4.2.

En el estudio del subsistema 4 relativo al Caso base desagregado identificado en la Primera etapa (ver 10.3.3.4) los desarrollos de red en curso con puesta en servicio prevista antes de enero 2020 son los siguientes:

- Refuerzo red AT de alimentación a la transformación K_6 (ver E. 2:)
- En la red MT no se identifican desarrollos por crecimiento vegetativo o por necesidades estructurales (potenciales incumplimientos vinculados a sobrecargas, tensiones fuera de márgenes reglamentarios o niveles de PNG no admisibles).

10.4.4 Proyección de la producción eléctrica DER

Al no tener constancia en la actualidad de nuevas solicitudes de acceso que puedan surgir de agentes entrantes con potencial capacidad DER, o de ampliación de capacidad de las instalaciones DG existentes se mantiene el nivel de capacidad y producción DG registrado en 2014.

10.4.5 Caso base A en la transformación de la subestación K en 2020

La proyección de la demanda y de la producción DG, junto con los desarrollos de red en curso, (ver 10.4.2, 10.4.3 y 10.4.4) a continuación se incorpora en un extracto del análisis del **Caso base A en la transformación de la subestación K en el escenario 2020**, de acuerdo con el esquema propuesto en la sección 9.4 (ver Figura 9-14). Al hilo de sus conclusiones se muestran los desarrollos de red identificados como necesarios en dicho horizonte de planificación (ver E. 2:)

10.4.5.1 Análisis de la Transformación K vista desde su interconexión en 132 kV

Para proyectar la demanda de la transformación K al año 2020 se aplica el factor multiplicador (1,198137) a todas las cargas de PSS®E manteniendo invariable el factor de potencia de las cargas. A continuación se muestran los resultados del flujo de cargas (para más información consultar el Anexo E.2)

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUL 10 2015 15:02														
CASO DE INVIERNO FECHA: 31/12/2014 AREA TOTALS														
PUNTA DE INVIERNO 2014/15 IN MW/MVAR														
X--	AREA	--X	FROM	-----AT	AREA	BUSES-----	TO	TO	TO	TO	TO	TO		
			GENE-	FROM	IND	TO IND	TO	TO BUS	GENE	BUS	TO LINE	FROM		
			RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE		
												TO TIES		
												DESIRE		
												NET INT		
3	ESTE-EX		1007.6	0.0	0.0	-17785.6	19365.6	0.0	0.0	0.0	-16.9	-555.5	-555.5	0.0
			175.7	0.0	0.0	-14705.2	14891.8	0.0	0.0	130.7	8.4	111.4	111.4	
11	ESTE-ID		1564.0	0.0	0.0	-24310.3	25182.9	0.0	2.0	0.0	16.0	673.4	673.4	0.0
			90.3	0.0	0.0	-23875.1	23772.8	0.0	5.7	128.1	374.9	-59.9	-59.9	
20	BOLSA K		39.0	0.0	0.0	154.1	0.0	0.0	0.1	0.0	2.8	-117.9	-117.9	0.0
			0.0	0.0	0.0	41.5	0.0	0.0	0.8	3.5	12.7	-51.5	-51.5	
COLUMN			2610.6	0.0	0.0	-41941.9	44548.5	0.0	2.1	0.0	1.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS			266.0	0.0	0.0	-38538.8	38664.7	0.0	6.5	262.3	396.			

El caso no presenta sobrecargas ni tensiones anómalas en el subsistema 4 (área 20). Ver en Figura A- 63 y en Figura A- 64 más adelante. Los parámetros más significativos son:

- Pérdidas = 2,8 kW.
- Demanda más pérdidas = 154,1+2,8 = 156,9 MW.
- Generación = 39 MW.

A continuación se incorporan a la red los desarrollos de red AT en curso. La Figura 10-37 y la Figura 10-38 resumen estas nuevas incorporaciones.

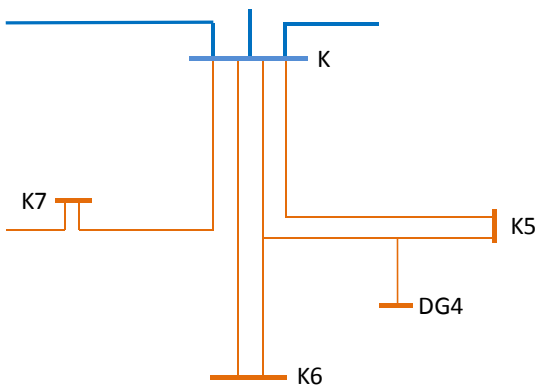


Figura 10-37: Esquema actual de conexión AT de la subestación K6.

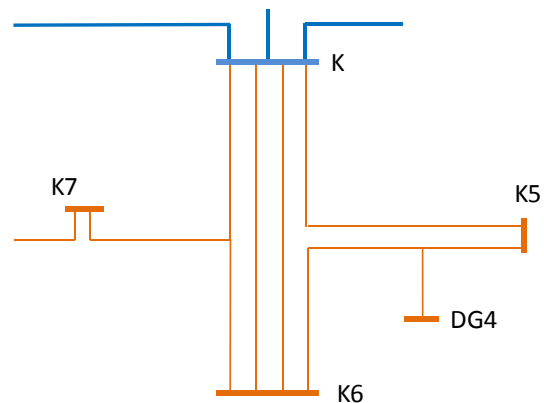


Figura 10-38: Esquema planificado de conexión AT de la subestación K6 (horizonte 2020).

Fuente: Elaboración propia.

10.4.5.2 Análisis de contingencias

Mediante PSS®E se realiza el análisis de contingencias. El extracto de sus resultados (ver Anexo E.2) indican en la valoración del Caso base A 2020 en la transformación K MAT/AT/MT sobre el alcance en PNG lo siguiente:

- Los resultados sobre el alcance en PNG ante fallo simple en tramos de red en antena con mercado afectado concuerdan con los obtenidos al valorar el Caso base A 2014 en la transformación K MAT/AT/MT (ver D.1.4.), ampliados por el referido factor multiplicador de la demanda.
- Las sobrecargas que se producen en el subsistema 4 (área 20) son las siguientes:
- No se identifica ninguna línea AT sobrecargada, lo que corrobora la efectividad del refuerzo de la red AT en desarrollo en su alimentación a la transformación K6.
- Se identifican sobrecargas inadmisibles en los transformadores 132/66 kV de la transformación K. Ante el fallo simple de uno de los transformadores referidos aparecen sobrecargas en el otro (sobrecarga del 158,1% en el T2 (A2) por fallo del T1 (A1); y del 158,5% en el T1 (A1) por fallo del T2 (A2)). Potencial PNG superior a 46 MW.
- Se detecta una progresiva contribución de la transformación L, que alcanza el 106,2% y el 102,4% en la contingencia del T1 (A1) y del T2 (A2), respectivamente.

10.4.5.3 Análisis OPF

Tras el análisis OP, OPF y OPF con Qgen (Anexo E.2) se puede afirmar que las instalaciones DG aportan 22,6 MVAR y reducen 0,1 MW. Es decir, 226 kVAR por cada kW ahorrado. En la Figura A- 63 se muestran la evolución de los perfiles de tensión en los nudos y las cargas en el subsistema 4 como consecuencia de las dos optimizaciones alcanzadas (OPF1 y OPF2).

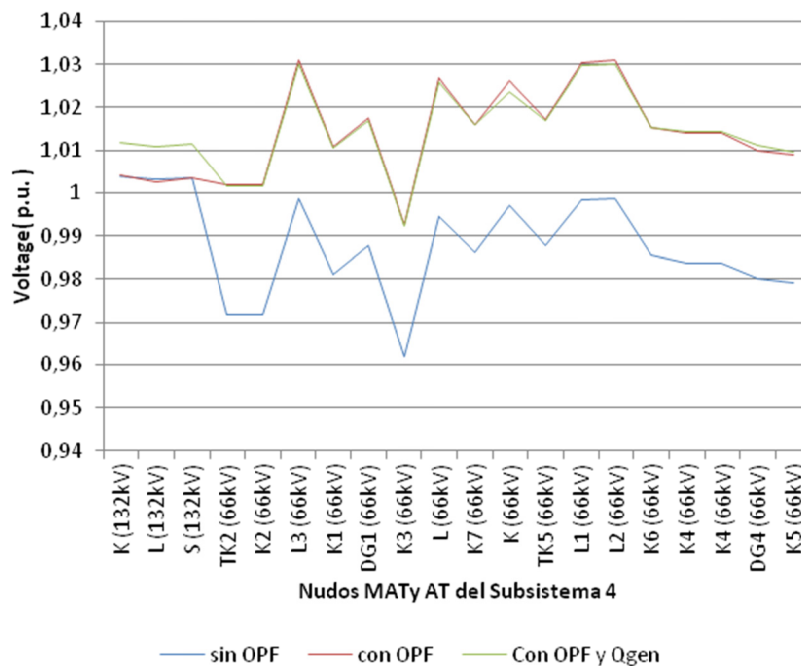


Figura 10-39: Perfiles de tensión MAT y AT obtenidos en subsistema 4 (PF, OPF y OPF con Qgen).

Fuente: Elaboración propia.

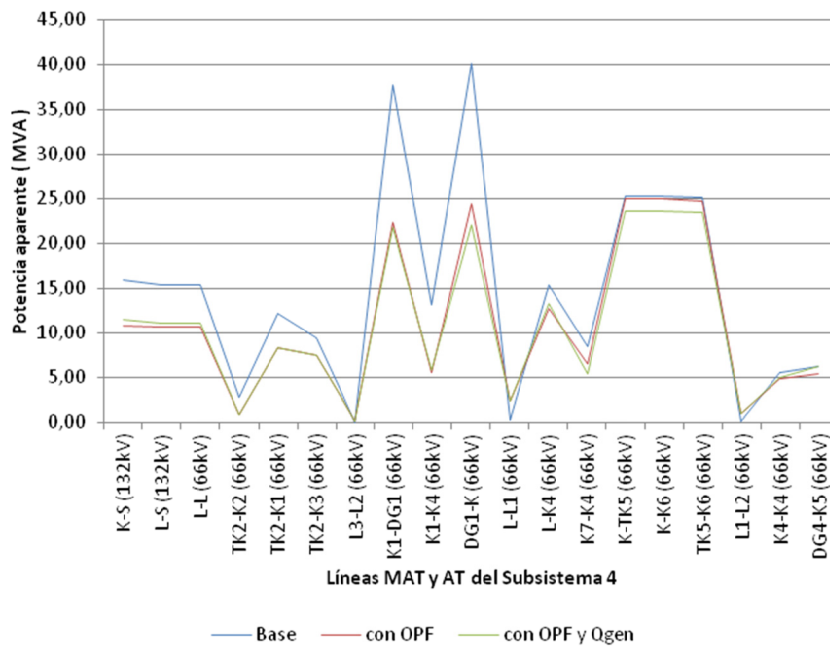


Figura 10-40: Perfiles de carga en líneas MAT y AT obtenidos en subsistema 4 (PF, OPF y OPF con Qgen).

Fuente: Elaboración propia.

10.4.5.4 Valoración de los resultados

Los resultados alcanzados en el flujo de cargas resultan consistentes con la realidad proyectada sobre el subsistema 4 en el escenario 2020. No se identifican sobrecargas ni tensiones fuera del rango admisible en estado N. En este sentido, se comprueba la efectividad del refuerzo de la alimentación AT a la transformación K6, identificado en desarrollo en 2014.

Del análisis de contingencias:

- No se identifica ninguna línea MAT AT sobrecargada.
- Se identifica una PNG por fallo de los transformadores 132/66 kV de la transformación K superior a 46 MW. Ante el fallo simple de uno de los transformadores referidos aparecen sobrecargas en el otro y en la transformación L. La magnitud de dichas sobrecargas en el caso modelizado en K 2020 no permite su resolución con el apoyo de la red MT desde subsistemas colindantes.

En ese momento de baja generación, tampoco la capacidad identificada como potencialmente disponible de las instalaciones DG conectadas en AT ($61,1 - 5,2 = 55,9$ MW, a través en seis generadores, ver Tablas 10-2 y A-10) y en MT ($36,0 - 5,8 = 30,2$ MW, a través de cuatro generadores, ver Tablas A-9 y A-16) resulta una solución viable (excesivo número de interlocutores), ni estable en el tiempo (capacidad latente no ociosa, ni necesariamente disponible en reserva de forma permanente, por su coste asociado), frente a la alternativa de disponer del margen de capacidad de red necesario para cubrir la contingencia referida, en caso de necesidad de mantenimiento (preventivo o correctivo) de la unidad de transformación averiada.

Esta situación pone de manifiesto un déficit estructural de red ante la contingencia (PNG) que crea el fallo simple de uno de los transformadores 132/66 kV de la interconexión de carácter radial del subsistema de 66 kV con el sistema de 132 kV. Como alternativas viables para su resolución cabe trasladar demanda de consumo a subsistemas colindantes ajenos al

subsistema 4; dotar al subsistema de 66 kV de una nueva interconexión desde el 132 o el 220 kV; o bien reforzar la capacidad de la interconexión actual referida, ampliando la transformación 132/66 kV con una unidad equivalente a las dos actualmente en servicio. De estas posibles opciones se elige esta última por su efectividad y plazo de implantación en el espacio disponible de la subestación K, con un coste predecible y reconocido por el sistema. Además, esta solución resulta coherente con el desarrollo de la planificación en curso de la red MAT señalado en relación con el refuerzo antes referido de la línea L/132 kV A – K de alimentación a la transformación K.

Del análisis OPF:

- En el presente caso, escasa efectividad de los potenciales recursos DER para mejorar el funcionamiento de la red, en base a la optimización de pérdidas, los perfiles de tensión y de cargas alcanzados en un escenario estresado de red, dentro del escaso margen de optimización en dichos parámetros que ofrece el subsistema 4 tras gestionar sus propios recursos de regulación en carga de las tensiones en las transformaciones MAT/AT para optimizar la red.
- Los niveles de pérdidas identificados en la red objeto de estudio, en un escenario de máxima demanda y baja generación, no ofrecen suficiente margen de mejora para su optimización en base al despacho económico que permite el OPF, tal y como se pudo ensayar al simular el funcionamiento del sistema base de tres nudos (ver apartado 8.4).
- Por la magnitud los problemas estructurales identificados en 2020 en situación de contingencia, vinculados a la demanda oculta la generación DG, es decir, una problemática de demanda, su resolución no resulta viable con medidas de optimización del funcionamiento de la red, en base a potenciales servicios DER adicionales aplicables, en su caso, para contribuir a la estabilidad y/o regulación de tensiones y reducción de pérdidas desde la gestión de la potencia reactiva.

10.4.6 Caso base BMT en la transformación de la subestación K6 en 2020

La proyección de la demanda y de la producción DG, junto con los desarrollos de red en curso, (ver 10.4.2, 10.4.3 y 10.4.4) a continuación se incorpora en un extracto del análisis del Caso base BMT en la transformación de la subestación K6 en el escenario 2020, de acuerdo con el esquema propuesto en la sección 9.4. (ver Figura 9-14), que muestra los desarrollos de red identificados como necesarios en dicho horizonte de planificación (ver E. 3):

10.4.6.1 Análisis de la Transformación K6

Para proyectar la demanda de la transformación K6 al año 2020 se aplica el factor multiplicador (1,198137) a todas las cargas de PSS®E manteniendo invariable el factor de potencia de las cargas. A continuación se muestran los resultados del flujo de cargas (para más información consultar el Anexo E.3)

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    MON, JUL 06 2015 17:45
RED EXISTENTE DISTRIBUCION (RED)                      AREA TOTALS
MODELO DE FECHA: 2014-01-23 HORA: 21 - VERSION RAW DATA V30.    IN KW/KVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
GENE- FROM IND TO IND TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-
X-- AREA --X RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED
                                         LINES + LOADS NET INT
84      30920.7    0.0    0.0 30583.2    0.0    0.0    0.0    0.0    337.5    0.0    0.0    0.0
K6 T1   8729.3     0.0    0.0  9786.6     0.0    0.0    0.0    1419.6  362.2    0.0    0.0    0.0
85      27945.9    0.0    0.0 27729.9    0.0    0.0    0.0    0.0    216.0    0.0    0.0    0.0
K6 T2   7329.4     0.0    0.0  8873.6     0.0    0.0    0.0    1829.5 285.3    0.0    0.0    0.0
COLUMN 58866.6    0.0    0.0 58313.1    0.0    0.0    0.0    0.0    553.5    0.0    0.0    0.0
TOTALS  16058.6     0.0    0.0 18660.2    0.0    0.0    0.0    3249.0 647.5    0.0    0.0    0.0
```

```
-----
SWING BUS SUMMARY:
BUS# X-- NAME --X BASKV PGEN PMAX PMIN QGEN QMAX QMIN
.....
57100 K6 T1      20.000  30.8* 20.0 -20.0  8.7  20.0 -20.0
57120 K6 T2      20.000  27.9* 20.0 -20.0  7.3  20.0 -20.0
```


La Figura 10-41 y la Figura 10-42 muestran el nivel de tensión en los nudos y la carga en las líneas de la red tras la ejecución del flujo de cargas. Se acredita de este modo que tanto la tensión en los nudos como la intensidad de corriente en las líneas se mantienen dentro de los límites admisibles para el caso objeto de estudio.

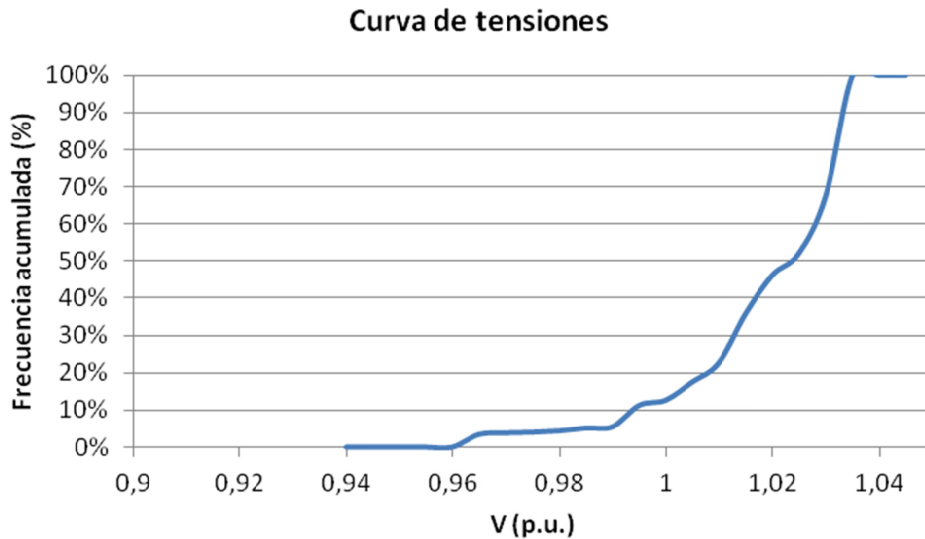


Figura 10-41: Curva de tensiones expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base BMT en la transformación K6 AT/MT en 2020 tras la ejecución del flujo de cargas.

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de PSS®E.

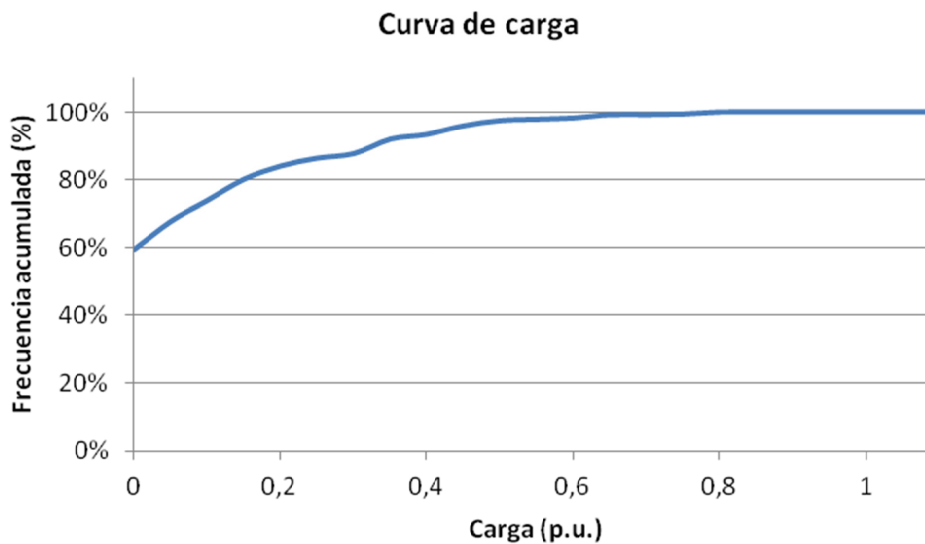


Figura 10-42: Curva de carga en las líneas expresada como una función de distribución acumulada para el Caso base BMT en la transformación K6 AT/MT en 2020 tras la ejecución del flujo de cargas.

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados de PSS®E.

No aparecen problemas de tensiones ni sobrecargas en MT y, como consecuencia, no resultan necesarios desarrollos en la red MT por crecimiento vegetativo o por necesidades estructurales. Sin embargo, aparecen sobrecargas en los dos transformadores de la subestación K6, identificadas en el escenario 2014, y que ahora se amplían como consecuencia de la evolución de la demanda y la generación en el horizonte 2020:

- Sobrecarga T-1: 30,8 MW (54%)
- Sobrecarga T-2: 27,9 MW (39,5%)
- Pérdidas: 553,5 kW

10.4.6.2 Análisis de contingencias

Los DER identificados como disponibles conectados a la red MT (DG CHP) se identifican en la Tabla A- 17 como instalaciones de un tamaño reseñable (a partir de 5 MW de potencia nominal) y tecnología con capacidad de recibir consignas y atenderlas en un plazo razonablemente breve (turbinas de gas), vinculada a usuarios de la red de distribución que incorporan la cogeneración térmica en sus procesos industriales.

En la tabla a continuación se presenta el efecto de una aportación teórica de producción DG de cada uno de los DER antes identificados, y con diferentes hipótesis de generación de los cuatro cogeneradores identificados en la Primera etapa (ver D.2.3) al máximo de su capacidad (potencia nominal del generador), en su punto de conexión a la red y su alcance sobre la PNG por fallo de transformadores.

Fallo Trafo	PNG (MW)	APORTACIÓN DER SIMULADA P (MW)				MEJORA APORTADA PNG POR DER P (MW)			
		CHP 3 MT	CHP 2 MT	CHP 4 MT	CHP 1 MT	CHP 3 MT	CHP 2 MT	CHP 4 MT	CHP 1 MT
		12,55	8	5,505	9,972				
K6 T1	17,995	15,380	15,733	1,800	13,933	2,615	2,262	16,196	4,062
K6 T2	13,664	3,686	13,664	9,237	13,664	9,9796	0	4,427	0

Tabla 10-8: Efecto sobre la PNG por fallo de transformador de cada uno de los DER identificados.

Fuente: Elaboración propia.

Así mismo, en la tabla a continuación se presenta el efecto de una aportación teórica de producción DG de cada uno de los DER antes identificados, al máximo de su capacidad, en su punto de conexión a la red y su reducido alcance para aliviar la PNG en la red MT, como ya se detectó en el escenario 2014:

Nudo Fallo	Trafo	Linea	kV	Subt	MW	PNG (MW)	CHP 3 MT	CHP 2 MT	CHP 1 MT	CHP 4 MT
							12,55	8	5,505	9,972
nudo 95177	K6 T1	L-03	20	S	6.98	6.68	5,16	6,68	6,98	6,68
nudo 107901	K6 T2	L-17	20	S	6.56	6.56	6,56	6,56	6,56	6,56
nudo 99578	K6 T2	L-17	20	S	6.23	6.23	6,23	6,23	6,23	6,23
nudo 66329	K6 T2	L-17	20	S	5.96	5.96	5,96	5,96	5,96	5,96
nudo 66291	K6 T2	L-16	20	A	5.72	5.72	5,72	5,72	5,72	5,72
nudo 81638	K6 T2	L-22	20	S	5.51	5.51	5,51	5,51	5,51	5,51
nudo 112283	K6 T2	L-16	20	S	5.44	5.44	5,44	5,44	5,44	5,44
nudo 87996	K6 T2	L-16	20	A	5.44	5.44	5,44	5,44	5,44	5,44
nudo 99586	K6 T2	L-17	20	S	4.77	4.77	1,55	4,77	4,77	4,77
nudo 65977	K6 T1	L-03	20	A	4.53	4.53	2,77	4,53	4,53	4,53
nudo 125907	K6 T1	L-04	20	A	4.48	4.48	1,71	4,48	4,48	4,48
nudo 124829	K6 T1	L-03	20	S	4.39	4.39	2,58	4,39	4,39	4,39
nudo 98287	K6 T1	L-04	20	S	4.37	4.37	1,6	4,37	4,37	4,37
nudo 88008	K6 T1	L-11	20	S	3.87	3.87	0,99	3,87	3,87	3,87
nudo 88004	K6 T1	L-11	20	S	3.23	3.23	1,43	3,23	3,23	3,23
nudo 130454	K6 T1	L-03	20	S	2.45	2.45	0,73	2,45	2,45	2,45
nudo 99206	K6 T1	L-03	20	S	2.40	2.4	0,73	2,4	2,4	2,4
nudo 141498	K6 T2	L-16	20	S	2.37	2.37	2,37	2,37	2,37	2,37
nudo 112282	K6 T2	L-16	20	S	1.64	1.64	1,64	1,64	1,64	1,64
nudo 101989	K6 T2	L-16	20	S	1.36	1.36	1,36	1,36	1,36	1,36
nudo 66142	K6 T2	L-17	20	S	1.18	1.18	0	1,18	1,18	1,18
nudo 66259	K6 T1	L-03	20	S	1.10	1.1	1,1	1,1	1,1	1,1
nudo 102859	K6 T2	L-16	20	S	1.03	1.03	1,03	1,03	1,03	1,03
nudo 66145	K6 T2	L-17	20	A	1.03	1.03	0	1,03	0	1,03
nudo 102775	K6 T1	L-09	20	S	0.97	0.97	0,97	0,97	0,97	0,97
nudo 65971	K6 T2	L-17	20	S	0.90	0.9	0,9	0,9	0,9	0,9
nudo 66392	K6 T1	L-09	20	A	0.86	0.86	0,86	0,86	0,86	0,86
nudo 86097	K6 T1	L-02	20	S	0.85	0.85	0	0,85	0,85	0,85
nudo 65969	K6 T2	L-17	20	S	0.79	0.79	0,79	0,79	0,79	0,79
nudo 66217	K6 T1	L-04	20	A	0.66	0.66	0,66	0,66	0,66	0,66
nudo 141634	K6 T1	L-11	20	S	0.61	0.61	0	0,61	0,61	0,61
nudo 98304	K6 T1	L-09	20	A	0.55	0.55	0,55	0,55	0,55	0,55
nudo 124932	K6 T2	L-17	20	S	0.55	0.55	0,55	0,55	0,55	0,55

Tabla 10-9: PNGs en la red de MT con origen en la transformación K6.

Fuente: Elaboración propia.

10.4.6.3 Evaluación de los resultados

Los resultados alcanzados en el flujo de cargas (PF) **K6 2020.sav** resultan consistentes con la realidad detectada en el escenario 2014: sobrecargas en las transformaciones AT/MT; en la red MT no se detectan problemas que justifiquen nuevos desarrollos o refuerzos de red.

Los recursos DER potenciales resuelven parcialmente la PNG ante el fallo de transformador. Estas transformaciones AT/MT se encuentran sobrecargadas en un nivel no admisible como consecuencia de la evolución de la demanda, lo que pone de manifiesto la necesidad de refuerzo de la red ampliando la transformación en K6 con una tercera unidad de 20 MVA que eliminaría las referidas sobrecargas y las PNG por fallo simple de transformador o, o bien, reducir la demanda aguas abajo de estas transformaciones trasvasando una carga equivalente a subsistemas colindantes mediante desarrollos de red MT, mediante el desarrollo de al menos tres circuitos MT desde barras de otra subestación colindante no perteneciente al subsistema 4.

En coherencia con el desarrollo de la planificación en curso de la red AT (ver 10.4.3) frente a la posibilidad de ampliar la transformación AT/MT en el espacio disponible de la subestación K6 con un coste más predecible y reconocido por el sistema se descarta la segunda alternativa (desarrollo de nuevos circuitos MT desde otro subsistema). Esto se justifica por dos motivos: su dificultad y plazo de implantación en aéreo en la zona lo que introduciría sobrecostes no reconocidos por el sistema, si finalmente resultase ineludible materializar este desarrollo en subterráneo en suelo no urbanizado; y por existir un desarrollo en curso al menos dos circuitos MT por nuevos suministros (actuaciones urbanísticas) en la zona (ver 9.4) que contribuirán a reducir las sobrecargas y PNG referidas.

Por otra parte, en el ámbito de las pérdidas, se observa una evolución desde 379,3 kW en el escenario 2014 a 553,5 kW en el horizonte 2020. Estos valores no ofrecen suficiente margen para establecer una horquilla de interés económico para la posible aportación de servicios de energía reactiva por parte de DER, que no pueda o deba corregir la propia gestión de los recursos constitutivos de la red por diseño (regulación de tensiones en las transformaciones AT/MT y MAT/AT). Por ello, al haberse identificado una limitación en el funcionamiento proyectado del subsistema K6 no vinculado a regulación de

tensiones, ni a reducción de pérdidas sino a la necesidad de potencia activa, no resulta necesario su optimización (OPF) para dichos objetivos dentro del modelo de planificación de red propuesto.

10.4.7 Resultados Segunda etapa

El conjunto de resultados en cada nivel de tensión se expone a continuación (ver Anexos E.2 y E.3) y representa el Escenario base desagregado 2020, que permite identificar las necesidades de desarrollo y/o refuerzo de la red para pasar a la Tercera etapa del proceso de planificación.

Caso base 2020 Transformación K								
Demanda (MW)	Generación DG (MW)	Interconex. (MW)	Pérdidas (MW)	Sobrecargas en estado N (Trafo MAT/AT y red AT)	PNG (MW)		Potencial DG disponible	
					Trafo MAT/AT	Red AT	Unidades TG>5MW	P _{GEN} (MW) instalada
154,100	39,000	118,900	2,751	NO	46,800	11,72 (antena AT)	6	61,120

Caso base 2020 Transformación K6								
Demanda (MW)	Generación DG (MW)	Interconex. (MW)	Pérdidas (MW)	Sobrecargas en estado N (Trafo AT/MT y red MT)	PNG (MW)		Potencial DG disponible	
					Trafo AT/MT	Red MT	Unidades TG>5MW	P _{GEN} (MW) instalada
58,313	0,209	58,658	0,554	54,0% (T1) 39,5% (T2)	17,995	6,680	4	36,029

Tabla 10-10: Síntesis de resultados del Escenario base desagregado 2020 del subsistema ④.

Fuente: Elaboración propia.

Como consecuencia y extracto de la valoración de los resultados proyectados en el horizonte 2020, las necesidades identificadas de desarrollo y/o refuerzo de la red existente de distribución de referencia en el subsistema 4 (ver Anexos E.2.4 y E.3.3) son las siguientes:

- Ampliar la transformación MAT/AT de la subestación K con una unidad 132/66 kV de 80MVA.
- Ampliar la transformación AT/MT de la subestación K6 con una unidad 66/20 kV de 20MVA.

10.5 EVALUAR LOS ASPECTOS ECONÓMICO - REGULATORIOS

10.5.1 Rentabilidad de la inversión en red desde la perspectiva regulatoria

Tras identificar las necesidades de desarrollo y/o refuerzo de la red existente de distribución en la Segunda etapa, para completar los aspectos relativos a la decisión de acometer las inversiones vinculadas a su desarrollo y puesta en servicio, incorporando los recursos DER disponibles o en fase de incorporación a la red, por tratarse de infraestructuras de distribución eléctrica que son retribuidas de forma regulada, de acuerdo con la Tercera etapa del modelo propuesto, deben ponerse a la luz de su rentabilidad desde la perspectiva regulatoria (ver Figura 9-2, Figura 9-7 y Figura 9-14).

A partir de los resultados de la Segunda etapa (ver 10.4.7 Resultados Segunda etapa) a continuación se muestra el alcance técnico de los desarrollos referidos y su presupuesto económico en base a los criterios identificados en el Capítulo 8, de acuerdo con los criterios de evaluación establecidos en el apartado 9.5. A partir de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y

mantenimiento para las instalaciones de distribución adoptados [145]), resultan los valores que se muestran a continuación:

Ampliación transformación K. Alcance: 1T 132/66 kV 80 MVA + S132 1T +S6 1T

ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)				
Unidad	VRI	VROM	Anual	
			RI	ROM
Posición S132 1T	368.554 €	9.912 €	10.127 €	10.556 €
1T 132/66 kV 80 MVA	1.117.680 €	30.080 €	30.710 €	32.035 €
Posición S66 1T	225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €
	1.711.989 €	46.062 €	47.040 €	49.056 €

Ampliación transformación K6. Alcance: 1T 66/20 kV 20 MVA + S66 1T +S20 1T

ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)				
Unidad	VRI	VROM	Anual	
			RI	ROM
Posición S66 1T	225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €
1T 66/20 kV 20 MVA	431.460 €	10.620 €	11.855 €	11.310 €
Posición S20 1T	71.342 €	1.918 €	1.960 €	2.043 €
	728.557 €	18.608 €	20.018 €	19.818 €

Dichos valores son los datos de entrada de la plantilla de cálculo propuesta en el apartado 9.5.2, que permite evaluar la rentabilidad de una inversión, derivada de una actuación de refuerzo o ampliación de la red de distribución, desde la perspectiva del flujo de caja de la retribución regulada, frente a la retribución de potenciales recursos DER (ver 9.5).

10.5.2 Caso base 2020 Transformación K

En la evaluación del Caso base 2014 de la transformación K, el sistema es capaz de absorber la potencial PNG con sus propios recursos (ver D.1.4:). Sin embargo, esto no se alcanza ni con el apoyo de la generación distribuida en el escenario 2020 (ver E.2.4:).

Por otra parte, aunque estas transformaciones MAT/AT no presentan sobrecarga en el horizonte 2020, se pone de manifiesto la necesidad de ampliar la transformación en K con una tercera unidad de 80 MVA que eliminaría la PNG por fallo simple de transformador. En estas circunstancias de déficit de capacidad de la transformación en estado N-1 el apoyo del DER se limita a aportar potencia activa a la red en su ubicación concreta en la red, lo que condiciona su efectividad. Además, en el escenario base se ha identificado capacidad potencialmente disponible de las instalaciones DG conectadas en AT (61,1 – 5,2 = 55,9 MW), a través en seis generadores, dos de ellos en producción (uno de ellos próximo a su nominal y el otro al 50%) y los demás parados en dicho escenario (ver Tablas 10-2 y A-10).

Como consecuencia, a partir de los datos obtenidos en el horizonte 2020, para evaluar desde el ámbito económico regulatorio, a los efectos de la comprobación del modelo propuesto, se puede simular una aportación DER de 20 MW como alcanzable, entre tres agentes de los referidos generadores, como orden de magnitud suficiente a disponer, en su caso, durante el periodo 2014-2020 durante 96 horas consecutivas al año.

Asumiendo esta reserva de capacidad de 20 MW de origen DER como disponible en base a un acuerdo de mutuo interés entre el distribuidor y los generadores referidos, esta potencia activa permite aliviar de forma transitoria, durante el periodo referido, situaciones puntuales de sobrecarga de los referidos transformadores por PNG asociada al fallo de uno de ellos, que no pueda resolverse transfiriendo carga de demanda a subsistemas colindantes a través de la red MT o mediante medios de generación eléctrica

autónomos a ubicar en dicha red (grupos electrógenos), mientras se supera la punta local de demanda o se restituyen los equipos averiados.

Bajo estos supuestos, en el Anexo F.1 se incluyen los escenarios obtenidos mediante la plantilla de cálculo propuesta en el apartado 9.5.2, cuya comparativa a partir de los criterios expuestos en el apartado 9.5 se presentan en síntesis en la Figura, que pone de manifiesto los siguientes aspectos:

- Dado que la justificación de la inversión de red tiene su origen en un déficit de potencia activa en la interconexión K en estado N-1, dado el valor de la PNG en contingencia, la oportunidad de acometer en términos retributivos se deteriora rápidamente con su retraso en el tiempo si resulta necesario compensar el retraso con servicios de capacidad de origen DER.
- El equilibrio necesario para conjugar la oportunidad de inversión en red con un importante consumo de recursos (inversión retribuida predecible y estable) frente al riesgo de incurrir en potenciales incumplimientos legales por parte del distribuidor, merece una prudente consideración pues el transcurso del tiempo con la problemática identificada. Lo delicado de la gestión de esta problemática es que no resulta visible de forma directa en las cargas observadas en la transformación K y, por ello, conlleva un incremento del riesgo vinculado al aumento identificado de la PNG, que evoluciona de 10,7 a 46,8 MW en el caso base 2020, que no contempla el incremento de la producción DG en 2014.
- Si se retrasa la inversión y la demanda evoluciona según lo previsto, se produce un efecto bola de nieve que agrava progresivamente la situación de deterioro de la calidad y seguridad del suministro en la zona, en la que resultarán necesarias aportaciones temporales de potencia activa, ante puntas locales de demanda y/o mantenimiento preventivo o correctivo, cuando se supera la capacidad de apoyo en MT desde subsistemas colindantes. Bajo este supuesto y con el apoyo disponible de generación DER simulado, se observa el deterioro progresivo en términos de TIR y de Payback de la inversión necesaria al no resultar trasladables al sistema los servicios de capacidad complementarios referidos, cuyo coste se incorpora a los flujos de caja del proyecto de inversión.

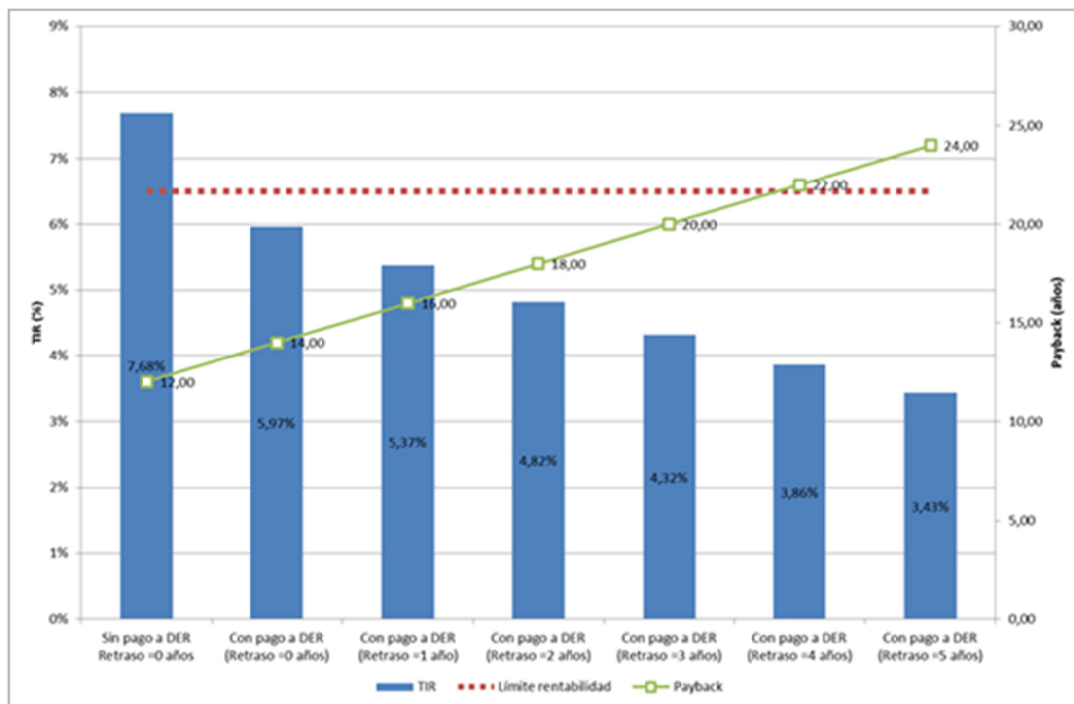


Figura 10-43: Visión económico regulatoria del impacto sobre la TIR de la inversión al retrasar la ampliación de capacidad de transformación en la subestación K.

Fuente: Elaboración propia.

10.5.3 Caso base 2020 Transformación K6

Como se comprueba en la evaluación del Caso base 2014 de la transformación K6, los recursos DER potenciales resuelven parcialmente la PNG ante el fallo de transformador (17,995 MW en caso de fallo del T1, o 13,664 MW en caso de fallo del T2), ver Tabla A- 17, con aportaciones simuladas de potencia activa de CHP 3 MT o CHP 4 MT generando a su capacidad nominal. En cambio no es destacable este apoyo en la PNG de la red MT que mantiene en unos valores operativos admisibles para la tasa de fallo registrada en líneas MT y el tiempo medio de resolución de la avería en su caso.

Por otra parte estas transformaciones AT/MT se encuentran sobrecargadas en un nivel no admisible como consecuencia de la evolución de la demanda en el horizonte 2020 (T1: 30,8 MW y T2: 27,9 MW) lo que pone de manifiesto la necesidad de ampliar la transformación en K6 con una tercera unidad de 20 MVA que eliminaría las referidas sobrecargas y las PNG por fallo simple de transformador. En estas circunstancias de limitación de la capacidad de la transformación el apoyo del DER se limita a aportar potencia activa a la red en su ubicación concreta en la red, lo que condiciona su efectividad.

Como consecuencia, a partir de los datos obtenidos en el horizonte 2020, para evaluar desde el ámbito económico regulatorio, a los efectos de la comprobación del modelo propuesto, se puede simular una aportación DER de 5 MW como alcanzable, entre CHP 3 MT (5,5 MW) y CHP 4 MT (12,55 MW), como orden de magnitud suficiente a disponer, en su caso, durante el periodo 2014-2020 durante 48 horas consecutivas al año.

Asumiendo esta reserva de capacidad de 5 MW de origen DER como disponible en base a un acuerdo de mutuo interés entre el distribuidor y los generadores referidos, esta potencia activa permite aliviar de forma transitoria, durante el periodo referido, situaciones puntuales de sobrecarga de los transformadores, o PNG por fallo de uno de ellos, que no pueda resolverse transfiriendo carga de demanda a subsistemas colindantes a través de la red MT o mediante medios de generación eléctrica autónomos a ubicar en dicha red (grupos electrógenos), mientras se supera la punta local de demanda o se restituyen los equipos averiados.

Bajo estos supuestos, en el Anexo F.2 se incluyen los escenarios obtenidos mediante la plantilla de cálculo propuesta en el apartado 9.5.2, cuya comparativa a partir de los criterios expuestos en el apartado 9.5 se presentan en síntesis en la Figura, que pone de manifiesto los siguientes aspectos:

- Dado que la justificación de la inversión de red tiene su origen en un déficit de potencia activa en la interconexión K6, la oportunidad de acometer en términos retributivos se deteriora con su retraso en el tiempo si resulta necesario compensar el retraso con servicios de capacidad de origen DER.
- Si se retrasa la inversión y la demanda evoluciona según lo previsto, se produce un efecto bola de nieve que agrava progresivamente la situación de deterioro de la calidad y seguridad del suministro en la zona, en la que resultarán necesarias aportaciones temporales de potencia activa, ante puntas locales de demanda y/o mantenimiento preventivo o correctivo, cuando se supera la capacidad de apoyo en MT desde subsistemas colindantes. Bajo este supuesto y con el apoyo disponible de generación DER simulado, se observa el deterioro progresivo en términos de TIR y de Payback de la inversión necesaria al no resultar trasladables al sistema los servicios de capacidad complementarios referidos, cuyo coste se incorpora a los flujos de caja del proyecto de inversión.

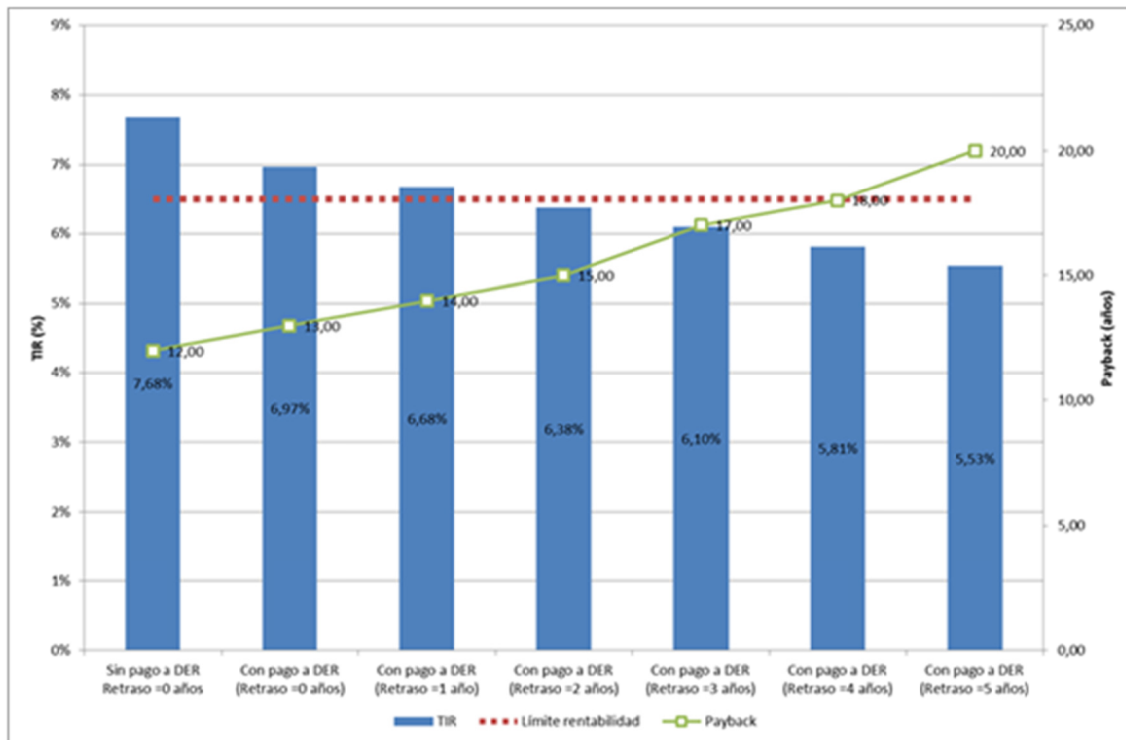


Figura 10-44: Visión económico regulatoria del impacto sobre la TIR de la inversión al retrasar la ampliación de capacidad de transformación en la subestación K6.

Fuente: Elaboración propia.

10.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 10

La aplicación práctica de la metodología establecida en la tesis y, en particular, del modelo de planificación propuesto en el Capítulo 9, se ha comprobado sobre una red de distribución de energía eléctrica existente en el horizonte de planificación del año 2020, considerando su subdivisión en los subsistemas de MAT-AT y MT, por ser tratables de forma independiente sin menoscabo de la visión general del sistema eléctrico en su conjunto. Todo ello aconsejado, no sólo para la reducción del tamaño de las redes tratadas, sino para la aplicación de técnicas diferentes adaptadas a las características de cada uno de los subsistemas: redes malladas para la red de MAT-AT y consideración de redes radiales para las redes de MT.

Esta metodología resulta extensible al resto de subsistemas que la componen y, con el apoyo del paquete de programas PSS®E y desarrollos en Python, ha permitido descender al análisis de un subsistema sin perder de vista el conjunto de la red de la que forma parte, por ejemplo, al evaluar el comportamiento de la red mallada MAT-AT, o la PNG en MT.

El tamaño de las redes tratadas por el paquete PSS®E en los niveles de tensión MAT-AT ha sido de 99 nudos y 124 ramas (29 de ellas transformadores MAT-AT/MT y el resto líneas). En el nivel de tensión MT el alcance ha sido de más de 12.000 nudos y 13.000 ramas, con 45 nudos de inyección a la red de MT desde transformadores MAT-AT/MT.

En este modelo, los ámbitos de estudio y análisis que permiten parametrizar y comprobar el funcionamiento del subsistema referido sobre el caso base 2020 son los siguientes:

- Evolución de la demanda y la generación a partir del caso base 2014.
- Desarrollos de red en curso con puesta en servicio en 2020.
- Identificar los posibles incumplimientos en los niveles de tensión en cada nudo, así como las posibles sobrecargas en las líneas y transformaciones (perfiles de tensiones y cargas).
- Nivel de pérdidas.
- PNG por fallo simple de la transformación o en cada tramo de la red MT.

Se identifican dos posibles alcances de solución en los que los recursos DER pueden contribuir con una mayor o menor efectividad. Si la problemática identificada se resuelve con capacidad o potencia activa se vincula a un déficit estructural de red. Si la problemática se resuelve con potencia reactiva se vincula a un ámbito de optimización de la red.

Al aplicar el modelo propuesto, el análisis técnico a la luz del alcance económico de la retribución regulada de las inversiones, su operación y mantenimiento, de las instalaciones de red de distribución eléctrica ha permitido obtener las siguientes conclusiones en el horizonte de su planificación:

- 1) Identificar las limitaciones técnicas de la red existentes. En este caso, localizadas en las transformaciones K y K6.
- 2) Calibrar la efectividad de las distintas alternativas viables de red y no red, en escenarios realistas no excluyentes entre sí (caso base desagregado) para una actividad regulada. Esta actividad, con las previas las aprobaciones y autorizaciones oportunas, el marco jurídico establece una retribución estable y predecible para la inversión en red, su operación y mantenimiento.

Es responsabilidad del DSO anticipar a tiempo las limitaciones de su red para abastecer la demanda. Por ello, el coste de los posibles servicios complementarios que pacte el DSO con DER para cubrir un desarrollo de red no es un coste reconocido por el sistema y penaliza la rentabilidad retributiva regulada de la inversión. Por ello, los problemas vinculados a un déficit estructural de red se resuelven con red, lo que no impide el apoyo de la capacidad DER en algunos casos puntuales para aliviar los posibles incumplimientos de forma puntual y transitoria, con un límite temporal que impone el coste de estos servicios en este supuesto.

En los supuestos analizados en el subsistema 4, la transformación K presenta una limitación estructural en situación de contingencia, cuya PNG aumenta con el crecimiento de la carga en dicha transformación, por efecto del crecimiento de la demanda en un contexto de elevado nivel de penetración DG que no se prevé incremente su producción.

En la transformación K6 el fenómeno resulta similar con un alcance más reducido que requiere de un prudente respaldo de la red con desarrollos de red en AT en marcha (camino crítico) y en donde para reconducir la situación en caso de contingencia la capacidad de respuesta resulta asumible.

- 3) Administración de los plazos. Se ha podido comprobar cómo el aspecto regulatorio económico de la inversión necesaria ayuda a poner en valor, en términos de la TIR del proyecto de red, el efecto de la contribución de la generación DER con potencia activa. Si el desarrollo de red es necesario y por su plazo de construcción y puesta en servicio se pone en riesgo el adecuado funcionamiento de la red (incumplimientos) la planilla de cálculo propuesta permite calibrar su efecto en coste y plazo sobre la TIR referida.

Contribuciones pasadas de los recursos DER con esquemas de acceso firme (fit & forget) en un contexto regulatorio diferente, ante el posible cambio en sus condiciones o incentivos, pueden reducirse o incluso desaparecer. Esto puede dar lugar a situaciones de estrés en la red que

deben estar previstas por el DSO por su obligación de cobertura de la demanda comprometida, asociada o no a la generación DG en su proceso particular.

Los problemas vinculados a un déficit estructural de red que emerge como consecuencia de un cambio regulatorio o económico sobrevenido, en el que se requieren desarrollos o refuerzos de red, en donde los recursos DER pueden prestar su apoyo de capacidad en algunos casos puntuales, en función de su ubicación en la red para aliviar los posibles incumplimientos de forma puntual y transitoria, con el límite temporal que impone el coste de estos servicios, la contingencia, probabilidad de ocurrencia y plazo de reconducción de la situación.

- 4) La potencial aportación de los recursos DER en términos de potencia reactiva resulta limitada en una red bien diseñada para cumplir con sus cometidos, por ejemplo, dotada con sistemas de regulación de tensión en carga y sistemas de compensación de energía reactiva, como resulta en la red existente de distribución eléctrica (RED) de referencia analizada.
- 5) Flexibilidad de acceso. Desde la realidad operativa comprobada en la RED con recursos DER existentes en el presente Capítulo, es en la tramitación de la solicitud de acceso a la red de un futuro DER donde se identifica la posibilidad de hacer realidad la flexibilidad y compromiso previsible de su aportación, en fase de proyecto y en función del punto de la red en donde solicite dicho acceso.

Si la red se adapta a las condiciones de la instalación DER se trata de un acceso firme (fit & forget), en la que los desarrollos de red que resulten necesarios para su conexión son a su cargo.

Si son las condiciones de la instalación DER las que se adaptan a las circunstancias o escenarios previsibles de la red, entonces se trata de un acceso flexible en el que el DER se integra en la planificación de la red, contribuyendo en términos de su potencia activa a reducir el coste de su conexión a la red (limitaciones por P_{CC} , restricciones de evacuación...), sin perjuicio de posibles acuerdos de intercambio de servicios no regulados previas oportunas autorizaciones.

En el ámbito de potencial contribución de la instalación DER entrante en términos de potencia activa, además de aliviar situaciones transitorias de red como se ha señalado para los DER existentes, puede presentarse un espacio de oportunidad cuando los desarrollos de red necesarios resultasen inviables retributivamente por su desproporción en costes y la solución más eficiente pudiese aportar una instalación DER de forma no discriminatoria.

En términos de su potencia reactiva, la instalación DER podrá contribuir a optimizar las pérdidas de la red a la que se conecta o a retrasar las inversiones en sistemas de regulación de tensiones o compensación de energía reactiva, compitiendo en cada caso concreto con los recursos de los que pueda disponer la red, tal y como se observa en el análisis OPF realizado en la transformación K en el horizonte 2020 (ver E.2.3:), y con la retribución regulada del sistema a través de la planilla de cálculo utilizada.

- 6) Las instalaciones DER conectadas a la red ya se encuentran integradas en su planificación y operación pero en un esquema no flexible (fit & forget). Como se ha podido comprobar su capacidad de potencial aportación en términos de potencia reactiva depende de su tecnología, de su ubicación en la red y, lógicamente, de que dicha aportación al menos no perjudique a sus propios procesos particulares. De resultar viable y predecible esta aportación, el análisis mediante OPF es la herramienta adecuada para valorar el alcance del potencial servicio en competencia con los recursos constitutivos de la red en cada caso. Tras la evaluación de la optimización de pérdidas alcanzada, a través de la referida planilla de cálculo propuesta se puede tasar el margen de precio contra el incentivo de reducción de pérdidas que la regulación tenga establecido.

En síntesis, los DER existentes (F&F) podrían aportar (tecnología, capacidad compromiso y ubicación en la red) apoyos puntuales y transitorios a situaciones de carencia estructural detectada para ganar el tiempo mientras se desarrollan las soluciones de red identificadas como inaplazables. Si no se logra el win-win (difícil con F&F) posiblemente resultará inevitable pagar por los correspondientes servicios complementarios, hoy por hoy no trasladables al sistema retributivo lo que limita en el tiempo la prestación de los mismos, resultando coherente con la responsabilidad regulada de la distribución de energía eléctrica.

La ventana de oportunidad se identifica especialmente para potenciales DER entrantes (generación y/o consumo) con acceso flexible, en donde el gana gana es tangible para ambas partes (DER y DSO) desde el primer momento, si se pactan las condiciones de dicho acceso (menores costes de conexión) en un contexto de compromiso de permanencia y capacidad tecnológica para recibir servicios de red (DSS) vinculados a la entrega de servicios complementarios para la misma, incorporándose de manera efectiva a la planificación de la red, contribuyendo a la calidad y seguridad de su servicio.

CAPÍTULO 11: CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

La principal aportación de la tesis al proceso de planificación de la red de distribución consiste en ofrecer una metodología renovada para identificar las posibles limitaciones técnicas en su funcionamiento y que en el análisis de las soluciones incorpora los recursos energéticos distribuidos. De este modo, en base a la eficiencia de los costes que se trasladan al sistema, se optimizan las soluciones de planificación de la red para abastecer la demanda de sus servicios en las condiciones de calidad y seguridad establecidas.

Este ámbito ampliado de soluciones que incorpora los recursos energéticos distribuidos considera, además de las soluciones tradicionales de desarrollo y refuerzo de la red, los recursos locales de generación, almacenamiento o gestión de la demanda con capacidad de compromiso para apoyar a la red de distribución, desde la oferta de servicios complementarios en respuesta a los servicios de la propia red como sistema (abastecimiento eléctrico, respaldo de capacidad, estabilidad de tensión y frecuencia, e información a los agentes conectados).

Esta nueva interacción entre los recursos energéticos distribuidos y la red de distribución permite la evolución del concepto tradicional de acceso firme a la red de los mismos hacia condiciones más flexibles para dicho acceso. De este modo, estos recursos energéticos dejan de ser parte del problema de la planificación de la red de distribución y se posicionan como parte de la solución.

Los tres párrafos anteriores constituyen el resumen fundamental del trabajo de tesis presentado en este documento, que resulta acorde con los principales objetivos de la investigación establecidos al inicio de la misma. La determinación de las anteriores conclusiones se ha alcanzado utilizando herramientas y datos fiables que han permitido su comprobación sobre una red de distribución existente, con limitaciones reales, que forma parte de un sistema eléctrico que distribuye su suministro en un amplio ámbito territorial.

En este trabajo se aportan aspectos clave e instrumentos para la toma de decisiones de inversión por parte del gestor de la red de distribución, de los usuarios de la misma, así como información significativa para el análisis de posibles desarrollos regulatorios en la materia.

Como contribución a la planificación de la red eléctrica de distribución, la presente tesis presenta una metodología que permite la **planificación de sistemas avanzados de distribución de energía eléctrica incorporando los recursos energéticos distribuidos** teniendo en cuenta el nuevo escenario de la red que se concibe como sistema, a través de una mayor capacidad de su visualización; progresivo aumento de los recursos energéticos distribuidos (en el ámbito de la oferta y/o de la demanda); y demanda de nuevos requerimientos técnicos y de servicios (Capítulos 7 y 8).

Esta metodología se concreta en un modelo que aporta una mejora importante al proceso clásico de planificación de red, al aplicar a dicho proceso la capacidad renovada de visualización del funcionamiento de la red que incorpora los nuevos datos disponibles que ofrece el despliegue de las redes inteligentes.

El modelo de planificación propuesto se estructura en tres etapas esenciales:

- **Primera etapa: Establecer el caso base.**

El objetivo de esta etapa es construir un escenario que represente de forma fidedigna el funcionamiento de la red de distribución objeto de estudio con las condiciones de operación real, o prevista como normal, que suponen el estrés más desfavorable identificado para

comprobar los posibles incumplimientos no registrados (sobrecargas o niveles de tensión no admisibles). El problema se aborda zonificando la red en subsistemas eléctricos e identificando los escenarios críticos de su funcionamiento. El escenario base desagregado es una composición de las situaciones registradas más desfavorables en cada subsistema no necesariamente coexistentes en el tiempo. El resultado de esta etapa es la obtención de una información relevante para la planificación y diseño de los refuerzos y desarrollos futuros de la red para atender la evolución de su demanda acordes con los criterios de calidad y seguridad establecidos.

- **Segunda etapa: Planificación de las necesidades y recursos de red.**

La segunda etapa incorpora a la red de distribución objeto de estudio los nuevos desarrollos de red planificados en curso y los compromisos firmes de consumo así como los de generación distribuida. Además, agrega la evolución vegetativa de la demanda y la previsión de la generación distribuida en el horizonte temporal de planificación, sometiendo a la red al análisis de las contingencias, tanto previsibles como normales.

La planificación y operación de la red determina la criticidad del potencial incumplimiento futuro identificado en la segunda etapa y que la inversión en red pretende resolver a tiempo. Es en esta etapa donde se incorporan las capacidades existentes o potenciales de los recursos energéticos distribuidos para iniciar un proceso iterativo que finaliza cuando el comportamiento de la red resulta satisfactorio para la cobertura de una previsión razonable de la demanda, en las condiciones exigidas por la reglamentación en materia de calidad y seguridad de suministro.

- **Tercera etapa: Evaluar los aspectos económico-regulatorios.**

En la última etapa se incorporan al proceso de planificación los aspectos económicos vinculados a la actividad regulada de distribución eléctrica sobre los desarrollos y/o refuerzos de la red, junto con el coste no trasladable al sistema de los potenciales servicios de los recursos energéticos distribuidos en el horizonte de la planificación. Esta etapa, que interacciona con la segunda, completa el marco técnico-económico de la decisión que permite valorar la oportunidad de realizar las inversiones identificadas como necesarias en la red, considerando la efectividad del conjunto de los recursos presentes (potenciales o inducidos de forma no discriminatoria) en la misma, frente al riesgo de no acometerlas a tiempo.

La metodología de planificación propuesta se ha comprobado con el apoyo de una herramienta de simulación de sistemas eléctricos (paquete de programas PSS®E) junto con desarrollos específicos en lenguaje programación Python, a partir del caso base en 2014 con un horizonte temporal de planificación de 2020. Las principales conclusiones obtenidas de la aplicación del modelo son las siguientes:

- El modelo permite identificar las limitaciones técnicas de la red existente (caso base), con el detalle necesario en cada subsistema sin renunciar a la visión global del sistema eléctrico del que forman parte.
- Es posible calibrar la efectividad de las distintas alternativas viables de red y no red, en escenarios realistas no excluyentes entre sí para una actividad regulada utilizando el modelo desarrollado.
- Se ha podido comprobar cómo el aspecto regulatorio económico de la inversión necesaria ayuda a poner en valor, en términos de la TIR del proyecto de red, el efecto de la contribución de la generación distribuida con potencia activa.
- En ámbitos de red de distribución con elevada penetración de generación distribuida con acceso firme y sin un compromiso de permanencia, la aportación de la misma para cubrir la demanda de consumo puede hacer pasar inadvertida la propia evolución de dicha demanda en la carga de sus transformaciones (MAT-AT-MT).

- Se ha podido identificar una estrategia eficaz que permite zonificar la red objeto de estudio en subsistemas eléctricos y, de este modo, aprovechar los datos registrados en los equipos de medida disponibles en las interconexiones del sistema y en las instalaciones de generación distribuida, en el marco de las redes inteligentes.
- El despliegue de redes inteligentes propicia una nueva realidad con muchos más datos disponibles, que requieren de un tratamiento y priorización de los mismos para poder incorporarlos al proceso de planificación. Esta nueva realidad, junto con otros aspectos, impacta sobre el alcance temporal de la propia planificación de redes en entornos cada vez más cambiantes.
- Los recursos energéticos distribuidos pueden aportar servicios a la operación segura de la red de distribución con un acceso en condiciones flexibles, adaptándose a las circunstancias o escenarios previsibles de la misma e integrándose en su planificación.
- Los recursos energéticos distribuidos existentes con acceso firme pueden aportar apoyos puntuales, o de carácter transitorio, en situación de carencia estructural detectada para ganar tiempo mientras se desarrollan las soluciones de red identificadas como inaplazables. El plazo necesario para reconducir dicha situación, en base al desarrollo y puesta en servicio de las infraestructuras de red necesarias, determina el espacio temporal en el cual los márgenes económicos identificados permiten incorporar en la planificación los recursos energéticos distribuidos existentes, o bien, inducirlos de forma no discriminatoria.
- El actual contexto regulatorio europeo, en la tramitación de la solicitud de acceso a la red de un futuro agente entrante, o mejor aún, en su fase de proyecto, es donde se identifica la ventana de oportunidad para hacer realidad la flexibilidad y compromiso previsible de su aportación, en función del punto de la red en donde solicite dicho acceso.

Si la red se adapta a las condiciones de la instalación entrante se trata de un acceso firme, en la que los desarrollos de red necesarios para su conexión suelen ser a cargo del solicitante. Si son las condiciones de la instalación del recurso energético las que se adaptan a las circunstancias o escenarios previsibles de la red, entonces se trataría de un acceso flexible en el que dicho recurso se incorpora en la planificación de la red, contribuyendo en términos de su potencia activa a reducir el coste de su conexión a la red, sin perjuicio de posibles acuerdos de intercambio de servicios no regulados previas las oportunas autorizaciones.

En el ámbito de contribución del recurso entrante en términos de potencia activa, además de aliviar situaciones transitorias de red de carencia estructural detectada, puede presentarse un espacio de oportunidad cuando los desarrollos de red necesarios resultasen inviables retributivamente por la desproporción de sus costes y la solución más eficiente pudiese ser aportada por un recurso energético distribuido de forma no discriminatoria (subasta de capacidad).

Como se ha podido comprobar, en términos de potencia reactiva, el recurso entrante podrá contribuir a optimizar las tensiones y las pérdidas de la red a la que se conecta, o a retrasar las inversiones en sistemas de regulación de tensiones o compensación de energía reactiva, compitiendo en cada caso concreto con los recursos que pueda disponer la red.

Con todo ello, las principales aportaciones de la presente tesis para mejora de los procesos de planificación de los sistemas de distribución eléctrica son las siguientes:

- Una estrategia para seleccionar y utilizar los datos que aporta la visualización de los puntos de conexión de los usuarios al sistema, con alcances manifiestos, entre otros procesos, sobre la planificación y operación de sistemas avanzados de distribución eléctrica. Esta estrategia permite zonificar la red e identificar y/o anticipar problemas emergentes, o bien ocultos, en el normal funcionamiento de la misma, al poder detectarlos desde un registro aumentado y extendido de medidas.

- Una estrategia para el tratamiento del ingente volumen de datos y la utilización en el nivel de red MT de las herramientas de cálculo aplicadas en la industria eléctrica en los ámbitos de red MAT y AT, desde una formulación determinista en el ámbito de la programación no lineal, acotada y prudente, por su alcance sobre un servicio esencial para la sociedad.
- Una forma renovada de enfocar la planificación de la red de distribución que permite evaluar, dentro del conjunto de recursos disponibles, la potencial aportación de los recursos de generación distribuida actualmente conectados a una red existente bajo un esquema de acceso firme a la misma. La metodología propuesta permite visualizar estas capacidades en términos de efectividad sobre la calidad y seguridad del abastecimiento, y en términos de coste a considerar en la TIR del proyecto de desarrollo de red con sus correspondientes escenarios de sensibilidad. Se concreta la dependencia de la rentabilidad de la inversión en red respecto al eventual retraso de su puesta en servicio.
- La aplicación de esta metodología resulta también aplicable en la evaluación de las condiciones de acceso de un nuevo recurso energético que vaya a conectarse a la red. En futuras líneas de trabajo, resulta extensible su aplicación al ámbito de la demanda por consumo, el autoconsumo y el almacenamiento energético.
- A partir de la forma de observar el problema, se describe un novedoso tratamiento del ámbito temporal de los datos registrados para identificar los escenarios representativos de estrés de la red a partir de condiciones críticas registradas, simultáneas o no, en el tiempo. Este enfoque permite optimizar el tiempo necesario de elaboración del caso base al identificar los potenciales incumplimientos no necesariamente registrados, sin necesidad de comprobar todos los repartos de carga y su estado de maniobra para todos y cada uno de los escenarios históricos.
- Una propuesta de entrega de servicios complementarios vinculados a los servicios aportados desde el sistema para establecer condiciones de interés común, para el gestor de la red y para el agente entrante, como potencial recurso energético distribuido, en condiciones flexibles de acceso y, en su caso, de ubicación en la red, con alcances sobre la solución técnica de conexión y sobre los plazos para acometer los desarrollos planificados de red.
- A partir de los epígrafes anteriores, se describe una sistemática eficaz para incorporar los recursos energéticos distribuidos a la planificación de las redes, en base a consignas operativas que la red inteligente posibilita y, por ello, sin necesidad de establecer un control centralizado en tiempo real de los mismos. Con ello, se propone una gestión descentralizada de operación con mando centralizado, que actúa como excepción.
- Desde la visualización mejorada del funcionamiento de la red que posibilita el despliegue de la red inteligente, se ha descrito una estrategia para mejorar el conocimiento de la red existente, que se zonifica en subsistemas para construir los escenarios base de su planificación. Esta planificación de recursos e infraestructuras de red se valida económicamente en el contexto regulado de la actividad de distribución eléctrica para facilitar la toma de decisiones sobre la inversión con alcance sobre el plan de negocio de cada agente involucrado. Además, este aspecto establece las bases para un posible marco negociador o de posibles desarrollos regulatorios en la materia.
- Para evaluar la rentabilidad de la inversión en red desde la perspectiva regulatoria se han adoptado los conceptos retributivos del modelo de red de referencia (método de red óptima global) del marco regulatorio español, cuya aplicación vanguardista es un referente en el contexto de las Directivas Europeas aplicables.
- Por último, al comprobar el modelo sobre una red existente, se han podido identificar los ámbitos de la misma en los que el apoyo de los recursos energéticos distribuidos resulta más efectivo.

El trabajo de tesis desarrollado a lo largo de los últimos años muestra una metodología de análisis de sistemas eléctricos, que aprovecha la creciente visualización del funcionamiento de la red de la mano

del despliegue de la red inteligente. Por resultar interesantes en sí mismas o por haberse comprobado las posibilidades que podrían llegar a ofrecer, a continuación se resumen las líneas de trabajo que se consideraron como futuras líneas de investigación:

- **La perspectiva desde el ámbito de la demanda por consumo.** La metodología de análisis propuesta desde la planificación y operación de red permitiría incorporar sin gran dificultad los modelos de comportamiento de la demanda que se identifiquen como válidos en respuesta a las distintas señales económicas, desde el propio sistema o desde el mercado eléctrico, o bien decisiones de gestión eficiente energética del usuario de la red, lo que permitiría de este modo incorporar a planificación y operación de red los potenciales recursos energéticos distribuidos vinculados a la demanda por consumo, al autoconsumo y al almacenamiento energético.
- **Planificación coordinada del sistema eléctrico.** En el espacio de incorporación de los recursos energéticos distribuidos a la planificación y el funcionamiento del sistema de transporte, los métodos de planificación de la red de transporte y de distribución deben progresar en su visión convergente sobre su tratamiento para evaluar adecuadamente los retos y oportunidades para el sistema eléctrico.
- **Regímenes dinámicos de funcionamiento** del sistema eléctrico en general, y el de distribución en particular. Por ejemplo, el desarrollo de las soluciones para detectar y controlar el funcionamiento intempestivo de la generación distribuida en isla vendrán de la mano de sistemas de protección de las plantas generadoras más avanzados y mejor coordinados con los de la red a la que se conectan, desde el necesario apoyo reglamentario. En el ámbito de las **protecciones y la calidad de onda**, el aumento de la generación distribuida abre nuevas líneas de investigación y de desarrollo normativos para dar oportuna respuesta técnica a la necesidad de mejorar la coordinación de las protecciones actuales, evitar su actuación intempestiva, así como de paliar las **perturbaciones** por el efecto Flicker, o por armónicos de frecuencias en el rango de 2 a 150 kHz por el funcionamiento de los convertidores electrónicos.
- **Marco de decisión de las inversiones en red.** Además del aspecto retributivo regulado de las inversiones en red que ha servido para ponderar la oportunidad de las mismas en el modelo propuesto, sobre la decisión de llevar a cabo el desarrollo, refuerzo o renovación de las infraestructuras de distribución eléctrica intervienen otros factores a tener en cuenta por parte del gestor de la red y que establecen futuras líneas de investigación.
- **Gestión del riesgo operativo.** El riesgo en las operaciones del gestor de la red derivado de los incumplimientos de origen técnico reglamentario sobre los parámetros operativos de red, con alcance sobre la calidad y seguridad del suministro eléctrico se ha evaluado a través de la PNG y el plazo para recuperar las condiciones normales de operación de red. La metodología de análisis del funcionamiento de la red resulta aplicable a los procesos de Gestión de los activos de red para avanzar en la gestión del riesgo en base a **la fiabilidad y condición** de los distintos elementos y equipos que conforman la misma, vinculada a la **renovación** (obsolescencia tecnológica o agotamiento vida útil) y a la **condición operativa** de dichos activos de red (estado y criticidad).

LISTADO DE SIGLAS Y ABREVIACIONES

AC	Alternating Current
ACER	Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía
ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line
ADSM	Active Distribution System Management
AGC	Automatic Generation Control
AIE	Agencia Internacional de la Energía
ANM	Active Network Management
AT	Alta Tensión
BOE	Boletín Oficial del Estado
BS	Black Start capability
BT	Baja Tensión
CAES	Compressed Air Energy Storage
CAPEX	CAPital EXpenditures
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCP	Colectores Solares Cilindro-Parabólicos
CCS	Carbon Capture and Storage
CE	Comisión Europea
CHP	Combined Heat and Power
CLS	Control Loading System
CNE	Comisión Nacional de la Energía
DC	Direct Current
DER	Distributed Energy Resource
DG	Distributed Generation
DMS	Distribution Management System
DNO	Distribution Network Operator
DR	Demand Response
DS	Distributed Storage
DSM	Demand Side Management

DSO	Distribution System Operator
DSS	Distributed System Services
EC	European Commission
ED	Economic Dispatch
EERR	Energías Renovables
EHV	Extra High Voltage
EI	Energy Imbalance
FC	Frequency Control
FERC	United States Federal Energy Regulatory Commission
FO	Fibra Óptica
FV	Fotovoltaica
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GNL	Gas Natural Licuado
HAN	Home Area Network
HV	High Voltage
IEC	International Electrotechnical Commission
IMC	Inmovilizado en Curso de explotación
IPCC	Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático de Naciones Unidas
LP	Linear Programming
LS	Loss compensation system
LV	Low Voltage
MAT	Muy Alta Tensión
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
MT	Media Tensión
MV	Medium Voltage
NLP	Non Linear Programming
OLTC	On Load Tap Chargers
OMIE	Operador del Mercado Ibérico Polo Español
OPEX	OPerating EXpenditures

OPF	Optimum Power Flow
PC	Potencia activa Consumida
PER	Plan de Energías Renovables
PF	Power Flow
PG	Potencia activa Generada
PIB	Producto Interior Bruto
PLC	Power Line Communications
PNG	Potencia No Garantizada
POD	Procedimientos normalizados de Operación en Distribución
PSS®E	Power System Simulator for Engineering
RAB	Regulatory Asset Base
RD	Real Decreto
RES	Renewable Energy Resource
RG	Remote automatic Generation
ROR	Rate Of Return
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SD	Scheduling and dispatch
SP	Spinning Reserve
SR	Standing Reserve
TIC	Tecnologías de la Información y las Comunicaciones
TIR	Tasa Interna de Retorno
TRF	Tasa de Retribución Financiera
TSO	Transmission System Operator
VAD	Valor global agregado de la Actividad de Distribución
VAN	Valor Actual Neto
VC	Voltage Control
VE	Vehículo Eléctrico
VPP	Virtual Power Plant
VR	Voltage Regulators

WACC Weighted Average Cost of Capital

WEO World Energy Outlook

GLOSARIO DE TÉRMINOS

TÉRMINO	DEFINICIÓN
<p>Acceso a red Network access</p>	<p>Es la capacidad de hacer uso de una conexión física a la red eléctrica de un modo no discriminatrio.</p>
<p>Arranque autónomo Black start capability (BS)</p>	<p>Un arranque autónomo es el proceso de restauración de una centra eléctrica para el funcionamiento sin depender de la red externa de transmisión de enregía eléctrica. De forma más genérica se aplica a los sistemas que pueden comenzar sin ayuda del exterior.</p>
<p>Baja Tensión Low Voltage (LV)</p>	<p>Término de ingeniería eléctrica ampliamente extendido que identifica las consideraciones de seguridad de un sistema de suministro de energía eléctrica en función de la tensión utilizada. Normalmente se considera baja tensión el rango comprendido entre 50 y 1.000 voltios en corriente alterna. Es el voltaje utilizado en la distribución final a los usuarios.</p>
<p>Central energética virtual Virtual power plant (VPP)</p>	<p>Es un sistema que integra numerosos tipos de recursos energéticos de generación y almacenamiento (como pequeños sistemas de cogeneración, aerogeneradores, minihidráulica, fotovoltaica, baterías, etc.) que se combinan para garantizar la calidad y la estabilidad del suministro.</p>
<p>Conexión a red Network connection</p>	<p>Es emplea en un contexto técnico y se refiere a conexión física a la red eléctrica.</p>
<p>Control de frecuencia Frequency control</p>	<p>Mantenimiento de la frecuencia de red en unos márgenes determinados mediante la modulación de la potencia activa de forma continuada.</p>
<p>Control de Tensión Voltage control</p>	<p>Mantenimiento de la tensión de red en unos márgenes determinados inyectando o absorbiendo potencia reactiva mediante compensación síncrona o estática.</p>
<p>Criterio n-1 N-1 Criterion</p>	<p>Regla mediante la que los elementos que queden operativos tras el fallo de uno de los elementos de red son capaces de acomodarse a la nueva situación de la red sin poner en riesgo la seguridad y calidad del suministro.</p>
<p>Generación distribuida Distributed Generation (DG)</p>	<p>Instalaciones de generación de energía eléctrica de pequeña capacidad (1-50 MW) conectadas a la red de distribución de energía eléctrica. Se trata normalmente de instalaciones de energías renovables o de instalaciones de cogeneración.</p>
<p>Gestión de la demanda Demand Side Management (DSM)</p>	<p>La gestión de la demanda se ha utilizado durante los últimos treinta años con el objetivo de reducir el consumo energético y mejorar la eficiencia en el uso de la energía mediante la implementación de políticas y métodos para controlar la demanda eléctrica. Normalmente se trata de una herramienta para las compañías eléctricas con el objetivo final de reducir la demanda durante los periodos pico.</p>

**Infraestructura
avanzada de medida**

*Advanced or
automated metering
infrastructure*

(AMI)

Tecnología que permite una comunicación automática y bidireccional entre el contador y la compañía de distribución de energía eléctrica. Esta infraestructura avanzada no está limitada al intercambio de información de medida, sino que también permite intercambiar información sobre el consumo, tarifas, alertas y servicios complementarios.

Media tensión

Medium Voltage

(MV)

Término de ingeniería eléctrica ampliamente extendido que identifica las consideraciones de seguridad de un sistema de suministro de energía eléctrica en función de la tensión utilizada. Normalmente se considera media tensión el rango comprendido entre 1 y 72 kV en corriente alterna. Es el voltaje utilizado en la red de distribución de energía eléctrica entre subestaciones y centros de transformación.

**Operador de la red
eléctrica de transporte**

*Transmission System
Operator*

(TSO)

Persona física o jurídica responsable de la explotación, el mantenimiento y, si es necesario, el desarrollo de la red de transporte en una zona determinada y, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar la capacidad a largo plazo del sistema para satisfacer una demanda razonable de transmisión de electricidad.

**Operador del sistema
eléctrico de
distribución**

*Distribution system
operator*

(DSO)

Persona física o jurídica responsable de la explotación, el mantenimiento y, si es necesario, el desarrollo de la red de distribución en una zona determinada y, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar la capacidad a largo plazo del sistema para satisfacer una demanda razonable de transmisión de electricidad.

**Recurso energético
distribuido**

*Distributed energy
resources*

(DER)

Recurso energético gestionable conectado a la red de distribución de energía eléctrica. Incluye generación distribuida (DG), almacenamiento distribuido (DS), sistema de gestión de la demanda (DSM) y respuesta de la demanda (DR).

**Recurso energético
renovable**

*Renewable Energy
Source*

(DER)

Es aquel recurso energético que se regenera en una escala breve de tiempo y emplea como fuente primaria de energía directamente del sol (como la energía térmica, fotoquímica y fotoeléctrica), indirectamente el sol (como el viento, hidroeléctrica o biomasa) u otros mecanismos naturales del entorno (como la geotérmica o la energía de las olas).

Red inteligente

Smart Grid

Una red inteligente es una red eléctrica que puede integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos sus usuarios para asegurar un suministro de electricidad sostenible, económico y seguro. Como herramienta que proporciona una muy necesita flexibilidad, las redes inteligentes ofrecen beneficios potenciales para toda la cadena de valor de energía eléctrica (generadores, TSOs, DSOs, comercializadores y consumidores) y para la sociedad en su conjunto. Las redes inteligentes permitirán a las compañías distribuidoras monitorizar la energía que circula por sus redes. A partir de estos nuevos datos, serán capaces de adaptarse a los eventos de red reconfigurándola automáticamente y/o tomando el control de la demanda y generación distribuidas conectadas.

<p>Reserva fría</p> <p><i>Non-spinning reserve, supplemental reserve or standing reserve</i></p> <p>(SR)</p>	<p><i>Es la capacidad de generación extra disponible que no se encuentra conectada a la red pero que puede conectarse en un periodo de tiempo breve.</i></p>
<p>Reserva rodante</p> <p><i>Spinning reserve</i></p> <p>(SP)</p>	<p><i>Es la capacidad de generación extra disponible que puede conectarse a la red incrementando la potencia de los generadores que ya se encuentran conectados al sistema.</i></p>
<p>Respuesta de la demanda</p> <p><i>Demand Response</i></p> <p>(DR)</p>	<p><i>Cambios en los hábitos consumo de los usuarios finales respecto a su comportamiento normal como respuesta a los cambios del precio de la energía y/u otro tipo de incentivos diseñados para ajustar la demanda eléctrica.</i></p>
<p>Servicios Auxiliares</p> <p><i>Ancillary services</i></p>	<p><i>Son los servicios técnicos y comerciales proporcionados por los operadores de la red (de transporte y distribución) a los usuarios de la misma. Los servicios auxiliares son una de las herramientas que permiten a los operadores de red garantizar la seguridad del suministro y la calidad de la energía.</i></p>
<p>Servicios del sistema de distribución</p> <p><i>Distribution system services</i></p> <p>(DSS)</p>	<p><i>Son servicios proporcionados por los operadores de la red a los usuarios conectados al sistema con el objetivo de garantizar la calidad de suministro y la estabilidad de la red eléctrica de distribución, así como la provisión de información y de instrucciones de operación para facilitar una gestión eficiente de los recursos energéticos.</i></p>
<p>Sistema avanzado de gestión de la red de distribución</p> <p><i>Advanced distribution system management</i></p> <p>(ADSM)</p>	<p><i>Es una plataforma de software que apoya todas las herramientas de gestión y operación de la red de distribución de energía eléctrica. Un sistema ADSM optimiza el funcionamiento de la red eléctrica incorporando funcionalidades como la reconfiguración autónoma de la red tras una falta, localización de las faltas, control de tensión y la frecuencia de forma remota, gestión de la demanda, integración de recursos distribuidos de generación y almacenamiento, etc.</i></p>
<p>Sistema de gestión de carga</p> <p><i>Controllable Load Systems</i></p> <p>(CLS)</p>	<p><i>Estos sistemas están conectados a la red eléctrica y se pueden utilizar como fuente o consumo de energía con el fin de equilibrar la oferta y la demanda. Por lo tanto pueden ser desconectados y reconectados a la red o su carga puede ser aumentada o disminuida. Preferiblemente, los sistemas CLS reaccionan automáticamente a las señales de precios. Ejemplos de ello son los vehículos eléctricos (EV) y fuentes de energía renovables, como la energía fotovoltaica o generadores eólicos, con almacenamiento de energía distribuida (DS).</i></p>
<p>Sistema de gestión de la red eléctrica de distribución</p> <p><i>Distribution Management System</i></p> <p>(DMS)</p>	<p><i>Permite al operador de la red eléctrica de distribución supervisar y controlar las redes de media y baja tensión. También le permite gestionar los recursos energéticos distribuidos (DER), implementar medidas de mejora de la eficiencia de la red y controlar los mecanismos de localización y aislamiento de fallos. Este tipo de sistemas ponen a disposición del operador información en tiempo real del estado de la red y de los usuarios conectados.</i></p>

BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. Bécker, L. M. Cazorla, J. Martínez-Simancas y J. Sala, Tratado de Regulación del Sector Eléctrico. Aspectos Jurídicos (Tomo I), Aspectos Económicos (Tomo II), Editorial Aranzadi, 2009.
- [2] T. Yebra, V. Fuster, A. Quijano y P. Llovera, «DG integration limits in distribution networks,» de *International conference on renewable energies and power quality (ICREPQ 09)*, Valencia, 2009.
- [3] L. Philipson y H. Lee Willis, «Understanding Electric Utilities and De-regulation,» 2006.
- [4] D. S. Kirschen y G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*, Manchester (UK): Wiley, 2004.
- [5] MIT, Massachusetts Institute of Technology, «MIT Study on the Future of Electric Grid. Final report.,» 2011.
- [6] B. Yang, Y. Makarov, J. Desteese, V. Viswanathan, P. Nyeng, B. McManus y J. Pease, «On the use of energy storage technologies for regulation services in electric power systems with significant penetration of wind energy,» *IEEE*, 2008.
- [7] Kempton, Willet; Tomic, Jasna; University of Delaware, «Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue.,» *Journal of Power Sources*, 2005.
- [8] IEC, International Electrotechnical Commission, «IEC 62196-2: Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets. Conductive charging of electric vehicles. Part 2: Dimensional compatibility and interchangeability requirements for a.c. pin and contact-tube accessories.,» 2011.
- [9] G. Rothwell y T. Gómez, *Electric Economics: Regulation and Deregulation*, Piscataway (New Jersey): Wiley-IEEE Press, 2003.
- [10] P. L. Joskow y R. Scmalensee, *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*, Cambridge, Massachusetts: MIT Press Classics, 1998.
- [11] P. L. Joskow, «Incentive regulation in theory and practice: Electricity distribution and transmission networks,» *MIT. Cambridge Working Papers in Economics CWPE0607*, 2006.
- [12] L. Joskow, Paul; Tirolez, Jean; Department of Economics and Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT, «Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks: Financial Rights,» 1998.
- [13] L. Joskow, Paul; Tirolez, Jean; Department of Economics and Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT, «Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks: Physical Rights,» 1998.
- [14] F. C. Shweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors y R. E. Bohn, *Spot pricing of electricity*, Boston

- (Massachusetts): Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [15] F. A. Von Hayeck, *Los fundamentos de la libertad* (8ª Edición), Unión Editorial S.A., 2008.
- [16] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, Boletín Oficial del Estado BOE-A-2013-13645.
- [17] P. L. Joskow, «Creating a smarter U.S. Electricity Grid,» *Journal of Economic Perspectives*, vol. 26, nº 1, pp. 29-48, 2012.
- [18] T. Gómez, C. Mateo, Á. Sánchez, J. Reneses y M. Rivier, «La retribución de la distribución de electricidad en España y el Modelo de Red de Referencia,» *Estudios de economía aplicada. Universidad Pontificia de Comillas.*, vol. 29, nº 2, pp. 1-24, 2011.
- [19] G. Expósito, A. Abur, F. Alvarado, C. Álvarez Bel, C. Cañizares, J. Cidrás Pidre, A. Conejo Navarro, A. Fernández Otero, F. Galiana García, J. García Mayordomo, J. Martínez Ramos, J. Martínez Velasco, J. Miñambres Argüelles, J. Pérez Arriaga, V. Quintana, M. Abbad, L. Rouco Rodríguez y J. Usaola García, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*, Madrid: McGraw-Hill, 2002.
- [20] Jamash, Tooraj (Department of Applied Economics, University of Cambridge and The Cambridge MIT Institute), «Reform and Regulation of the Electricity Sectors in Developing Countries,» Electricity Policy Research Group. University of Cambridge, 2002.
- [21] T. Jamash y M. Pollitt, «Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: lessons from international experience.,» Department of Applied Economics and Judge Institute of Management. University of Cambridge, 2000.
- [22] C. M. Domingo, T. Gómez San Román, Á. Sánchez-Miralles, J. P. Peco González y A. Candela Martín, «A reference network for large-scale distribution planning with automatic street map generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 1, 2011.
- [23] J. Pascual Peco González, Tesis doctoral: Modelo de cobertura geográfica de una red de distribución de energía eléctrica. Dirigida por Tomás Gómez San Román, Institute for Research in Technology. Universidad Pontificia de Comillas, 2011.
- [24] «Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.».
- [25] Jamash, Tooraj; Electricity Policy Research Group. University of Cambridge, «Reform and Regulation of the Electricity Sectors in Developing Countries,» *Working paper CMI EP 08/DAE 0226, Department fo Applied Economics, University of Cambridge and the Cambridge-MIT Institute*, 2002.
- [26] G. Sáenz de Miera, *Un análisis prospectivo de la electricidad en España. Papeles de Cuadernos de Energía.*, Madrid: Club Español de la Energía. Instituto Español de la Energía., 2011.
- [27] Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de Abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, Diario Oficial de la Unión Europea 5.6.2009.

- [28] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, Boletín Oficial del Estado BOE-A-2007-10556.
- [29] Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, Boletín Oficial del Estado BOE-A-2011-4117.
- [30] Plan de Energía Renovables (PER) 2011-2020, de 11 de noviembre de 2011, estableciendo objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables..
- [31] Congreso de los Diputados, Subcomisión de análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años. Informe de la Subcomisión., Boletín Oficial de las Cortes Generales. IX Legislatura, 2010.
- [32] The Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions., «Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage.,» 2010.
- [33] Red Eléctrica de España (REE), «Informe del Sistema Eléctrico Español 2013,» 2014.
- [34] Red Eléctrica de España (REE), «Avance del informe sobre el Sistema Eléctrico Español 2014,» 2015.
- [35] «Energía: La UE verde, víctima de la crisis. Informe semanal de Política Exterior, número 843.,» Estudios de Política Exterior, S.A., 2013.
- [36] SENDECO2, «Sistema electrónico de negociación de derechos de emisión de dióxido de carbono,» [En línea]. Available: www.sendeco2.com.
- [37] Business in Europe, [En línea]. Available: <http://www.businesseurope.eu>.
- [38] Global Wind Energy Council, «Global Wind Energy Outlook 2014,» 2014.
- [39] International Energy Agency (IEA), «World Energy Outlook 2014,» London, 2014.
- [40] European Commission Directorate-General for Energy in collaboration with Climate Action DG and Mobility and Transport DG., «EU energy trends to 2030.,» Primes model. EU energy baseline 2009., 2010.
- [41] European Wind Energy Association (EWEA), «Pure Power 2008. Wind Energy Scenarios up to 2030.».
- [42] Eerens, Hans; de Visser, Erika; European Topic Centre on Air and Climate Change, «ETC/ACC Technical Paper 2008/6,» Netherlands, 2008.
- [43] Eurelectric. TF Integration of Renewables, «Integrating intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020: challenges and solutions.,» 2010.
- [44] IEA, International Energy Agency , «Technology Roadmap: Energy Storage,» 2014.
- [45] KEMA Consulting GMBH, Imperial College London and NERA Economic Consulting., «Integration of

- renewable energy in Europe. Final report.,» European Commission, DNV GL- Energy. Report No: 9011-700., 2014.
- [46] Comisión Nacional de la Energía (CNE), [En línea]. Available: <http://www.cne.es>.
- [47] Jamasb, Tooraj; Pollitt, Michael; Department of Applied Economics and Judge Institute of Management. University of Cambridge., «Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization and integration.,» *The Energy Journal IAEE*, vol. 26, pp. 11-41, 2005.
- [48] European Network of Transmission System Operator for Electricity , [En línea]. Available: <http://www.entsoe.eu>.
- [49] E. J. Coster, «Integración de los aspectos DG en la RdD,» Proceedings of the IEEE, 2011.
- [50] Eurelectric. TF System Operation., «Network Codes for System Operation,» 2012.
- [51] Iberdrola, «Automatic grid recovery system. GRID4EU,» de *European Utility Week*, Amsterdam, 2013.
- [52] A. A. Sallam y P. Malik, *Electric Distribution Systems*, Wiley - IEEE Press series on power engineering, 2011.
- [53] R. Duan y G. Deconinck, «Future electricity market interoperability of a multi-agent model of the smart grid,» de *2010 International Conference on Networking, Sensing and Control*, Chicago, 2010.
- [54] A. Roscoe y G. Ault, «Supporting high penetration of renewable generation via implementation of real-time electricity pricing and demand response,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, nº 4, pp. 369-382, 2010.
- [55] Plataforma tecnológica europea de redes inteligentes del futuro (SmartGrids ETP), «<https://smartgrids.eu>,» [En línea].
- [56] Electric Power Research Institute (EPRI), «<https://smartgrid.epri.com>,» [En línea].
- [57] A. Jones, «Renewable acceleration,» *Electrical Review*, pp. 16-18, 2013.
- [58] R. Millar, S. Kazemi, M. Lehtonen y E. Saarijärvi, «Impact of MV connected microgrids on MV distribution planning,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, nº 4, 2012.
- [59] Smart Grid Task Force. Expert Group 3 Report, January 2015, «Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility,» Pending of approval by the Steering Committee of the Smart Grids Task Force, Brussels, 2015.
- [60] A. Carbajo, *Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema*, Madrid: Red Eléctrica de España, 2007.
- [61] Eurelectric. TF Active System Management, «Active Distribution System Management: A key tool for the smooth integration of distributed generation.,» 2013.

- [62] «Capacity of distribution feeders for hosting DER,» Brochure 585. CIGRE WG C6.24, 2014.
- [63] «Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE,» Diario Oficial de la Union Europea I. 211/55.
- [64] R. Currie, G. Ault, C. Foote, N. McNeil y A. K. Gooding, «Smarter Ways to Provide Grid Connections for Renewable Generators,» de *Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, 2010.
- [65] «Smarter Grid Solutions,» [En línea]. Available: www.smartergridsolutions.com.
- [66] R. Currie, G. Ault y J. McDonald, «Methodology for determination of economic connection capacity for renewable generator connections to distribution networks optimized by active power flow management,» *IEEE Proceedings Generation, Transmission, Distribution*, vol. 153, nº 4, 2006.
- [67] A. Keane, L. F. Ochoa y C. L. Borges, «State-of-the-art techniques and challenges ahead for distributed generation planning and optimization,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº 2, 2013.
- [68] R. Viral y D. Khatod, «Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review.,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 16, pp. 5146-5165, 2012.
- [69] P. S. Georgilakis y N. D. Hatziargyriou, «Optimal distributed generation placement in power distribution networks: models, methods and future research,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº 1, 2013.
- [70] L. Ochoa, A. Padilha-Feltrin y G. Harrison, «Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index,» *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 21, nº 3, pp. 1452-1458, 2006.
- [71] L. Ochoa, A. Padilha-Feltrin y G. Harrison, «Evaluating distributed time-varying generation through a multiobjective index,» *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 23, nº 2, pp. 1132-1138, 2008.
- [72] A. Borguetti, M. Boseti, S. Grillo, S. Massucco, C. A. Nucci, M. Paolone y F. Silvestro, «Short-term scheduling and control of active distribution systems with high penetration of renewable resources,» *IEEE systems journal*, vol. 4, nº 3, 2010.
- [73] A. Keane, Q. Zhou, J. Bialek y M. O'Malley, «Planning and operating non-firm distributed generation,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, nº 4, pp. 455-464, 2009.
- [74] M. Fan, A. Su y Z. Zhang, «A planning approach for active distribution networks,» de *CIGRE, 21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, 2011.
- [75] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*, México: McGraw-Hill, 1996.
- [76] H. Dommel y W. Tinney, «Optimal power flow solutions,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 10, nº 87, 1968.
- [77] N. Rau y Y. Wan, «Optimum location of resources in distributed planning,» *IEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, nº 4, 1994.

- [78] G. Harrison y A. Wallace, «Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation,» *IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, nº 1, pp. 115-122, 2005.
- [79] P. Vovos, G. Harrison, A. Wallace y J. Bialek, «Optimal power flow as a tool for fault level constrained network capacity analysis,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, nº 2, pp. 734-741, 2005.
- [80] T. Boehme, G. Harrison y A. Wallace, «Assessment of distribution network limits for non-firm connection of renewable generation,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, nº 1, pp. 64-74, 2009.
- [81] C. Dent, L. Ochoa, G. Harrison y J. Bialek, «Efficient secure AC OPF for network generation capacity assessment,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, nº 1, pp. 575-583, 2010.
- [82] P. Vovos y J. Bialek, «Direct incorporation of fault level constraints in optimal power flow as a tool for network capacity analysis,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, nº 4, pp. 2125-2134, 2005.
- [83] C. Dent, L. Ochoa y G. Harrison, «Network distributed generation capacity analysis using OPF with voltage step constraints,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, nº 1, pp. 296-304, 2010.
- [84] L. Ochoa y G. Harrison, «Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 1, pp. 198-205, 2011.
- [85] L. Ochoa, C. J. Dent y G. P. Harrison, «Distribution network capacity assessment: variable DG and active networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, nº 1, pp. 87-95, 2010.
- [86] SIEMENS, «PSS®E, Power system simulator for engineering,» [En línea]. Available: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/Pages/grid-analysis-tools.aspx>.
- [87] Á. García Sánchez, Técnicas metaheurísticas, Escuela Superior de Ingenieros Industriales. Univesidad Politécnica de Madrid.
- [88] S. Zanakins y J. Evans, Heuristic Optimization: Why, When and How to Use It.
- [89] E. Silver, «A tutorial on Heuristic Methods,» *European Journal of Operational Research*, vol. 5.
- [90] I. Ziari, G. Ledwich, A. Ghosh y G. Platt, «Planning of distribution networks in presence of distributed generators and cross-connections,» *IEEE*, 2011.
- [91] G. Celli, G. G. Soma, F. Pilo, E. Ghiani, R. Cicoria y S. Corti, «Comparison of planning alternatives for active distribution networks,» de *CIREN Workshop*, Lisbon, 2012.
- [92] Martí, Juan; (Iberdrola Distribución Eléctrica), «One step futher towards Smart Grids Operations (AGR, Automatic Grid Recovery),» de *European Utiliy Week*, Amsterdam, 2014.
- [93] A. González, F. Echavarren, L. Rouco y T. Gómez, «A sensitivities computation method for

- reconfiguration of radial networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, nº 3, pp. 1294-1301, 2012.
- [94] A. González, F. Echavarren, L. Rouco, T. Gómez y J. Cabetas, «Reconfiguration of large-scale distribution networks for planning studies,» *Electrical Power and Energy Systems*, nº 37, pp. 86-94, 2012.
- [95] A. González, F. Echavarren, L. Rouco, T. Gómez y J. Cabetas, «A tool for reconfiguration of large-scale distribution networks,» de *16th PSCC*, Glasgow, 2008.
- [96] E. Gutiérrez, T. Gómez, A. Sánchez y J. Vicente Andrés, «ANDREA: A Long-Term Dynamic Planning Tool for Subtransmission Electricity Networks,» de *6th International Conference on the European Energy Market, EEM'09*, Belgium, 2009.
- [97] M. AlRashidi y M. AlHajri, «Optimal planning of multiple distributed generation sources in distribution networks: A new approach,» *Energy Conversion and Management*, vol. 52, pp. 3301-3308, 2011.
- [98] K. Zou, A. Prakash, K. M. Muttaqi y S. Perera, «Distribution system planning with incorporating DG reactive capability and system uncertainties,» *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 3, nº 1, 2012.
- [99] V. F. Martins y C. L. Borges, «Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 4, 2011.
- [100] G. Carpinelli, G. Celli, S. Mocci, F. Pilo y A. Russo, «Optimisation of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method,» *IEEE Proceeding in Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, nº 4, pp. 503-513, 2005.
- [101] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci y F. Pilo, «A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation,» *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 20, nº 2, pp. 750-757, 2005.
- [102] G. Harrison, A. Piccolo, P. Siano y A. Wallace, «Exploring the trade-offs between incentives for distributed generation developers and DNOs,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, nº 2, pp. 821-828, 2007.
- [103] A. Alarcon-Rodriguez, E. Haesen, G. Ault, J. Driesen y R. Belmans, «Multi-objective planning framework for stochastic and controllable distributed energy resources,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, nº 2, pp. 227-238, 2009.
- [104] X. Pelet, D. Favrat y G. Leyland, «Multi-objective optimization of integrated energy systems for remote communities considering economics and CO2 emissions,» *International Journal of Thermal Science*, vol. 44, nº 12, pp. 1180-1189, 2005.
- [105] M. Haghifam, H. Falaghi y O. Malik, «Risk-based distributed generation placement,» *IET Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 2, nº 2, pp. 252-260, 2008.

- [106] Y. M. Atwa y E. F. El-Saadany, «Reliability evaluation for distribution system with renewable distributed generation during islanded mode of operation,» *IEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, nº 2, 2009.
- [107] A. Leite, C. Borges y D. Falcao, «Probabilistic wind farms generation model for reliability studies applied to Brazilian sites,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nº 4, pp. 1493-1501, 2006.
- [108] C. Borges y R. Pinto, «Small hydro power plants energy availability modeling for generation reliability evaluation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, nº 3, pp. 1125-1135, 2008.
- [109] L. P. Jeongje, A. C. Jaeseok, A. El-Keib, M. Shahidehpour y R. Billinton, «A probabilistic reliability evaluation of a power system including solar/photovoltaic cell generator,» *IEEE/PES General Meeting*, 2009.
- [110] L. Rocha y C. Borges, «Probabilistic generation and interruption costs and other economic aspects related to distributed generation integration,» *IEEE/PES General Meeting*, 2010.
- [111] C. Borges y D. Falcao, «Optimal distributed generation allocation for reliability, losses and voltage improvement,» *International Journal on Power Energy Systems*, vol. 28, nº 6, pp. 413-420, 2006.
- [112] W. Andrade, C. Borges y D. Falcao, «Modeling reliability aspects of distributed generation connected to distribution systems.,» de *IEEE/PES General Meeting*, 2006.
- [113] C. Borges y E. Cantarino, «Microgrids reliability evaluation with renewable distributed generation and storage systems,» de *Proceedings 2011 IFAC World Congress*.
- [114] R. Green, L. Wang, M. Alam, C. Singh y S. Depuru, «An examination of artificial immune system optimization in intelligent state space pruning for LOLP estimation,» *Proceedings 2011 North American Power Symposium*.
- [115] «From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs. Final report.,» *EU 7th Framework Programme*.
- [116] J. I. Pérez Arriaga, «The Utility of the future,» *Cátedra BP de energía y sostenibilidad. Grupo de reflexión sobre energía y desarrollo sostenible (GREDS)*, 2013.
- [117] F. Pazos, I. Lumbreras y B. Guerra, «Case studies on voltage distortion not covered by harmonic standards.,» de *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 2013.
- [118] «Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos».
- [119] «Orden de 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica,» *BOE 12-19-1985, número 219*.
- [120] *International Electrotechnical Commission*, «IEC/TR 61000-3-7: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems,» 2008.

- [121] «Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia,» BOE núm 295.
- [122] «Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.,» BOE-A-2000-2419.
- [123] AENOR, «Norma UNE 206006:2001: Ensayos de detección de funcionamiento en isla de múltiples inversores fotovoltaicos conectados a red en paralelo.».
- [124] L. Cipcigan y P. Taylor, «Investigation of the reserve power flow requirements of high penetrations of small-scale embedded generation,» *Renewable Generation, IET*, vol. 1, nº 3, pp. 160-166, 2007.
- [125] CENELEC, «EN 50160: 2010/AC:2012. Voltage characteristic of electricity supplied by public electricity networks.,» 2010.
- [126] Eurelectric, «Application guide to the European Standard EN 50160 on "voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems": Electricity product characteristics and electromagnetic compatibility.,» 1995.
- [127] International Electrotechnical Commission (IEC), «IEC/TR 61000-3-6. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.,» 2008.
- [128] International Electrotechnical Commission (IEC), «IEC/TR 61000-3-7. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems.,» 2008.
- [129] O. Durieux, V. De Wilde, J.-J. Lambin, S. Otjacques y M. Lefort, «Smarter Grid Solutions. Smart grid technologies feasibility study: increasing decentralized generation power injection using global active network management.,» de *CIGRE, 21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, 2011.
- [130] «Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE,» Diario Oficial de la Unión Europea L 315/1.
- [131] Bradley Department of Electrical and Computer Engineering. Northern Virginia Center, Virginia Tech. Falls Church, VA22043, «Taxonomy of the Characteristics of Power System Operating States,» 2001.
- [132] Red Eléctrica de España (REE), «Procedimiento de Operación 1.4: Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionados por el operador del sistema» Ministerio de Industria y Energía. BOE 18.8.1998.
- [133] Eurelectric. Thermal working group in collaboration with hydro working group, «Ancillary services, unbundling electricity products and emerging market,» 2004.

- [134] Hirst, Eric; Kirby, Brendan; Oak Ridge National Laboratory, «Electric Power Ancillary Services,» United States Department of Energy, 1996.
- [135] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO), «UTCE Operational Handbook,» Union of the Co-ordination of Transmission of Electricity, 2004.
- [136] D. Treballe, P. Frías, J. Maza y J. Martínez, «El control de tensión con generación distribuida en redes de distribución,» *Anales de mecánica y electricidad ICAI*, 2012.
- [137] «Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial,» BOE-A-2010-17976.
- [138] KEMA Consulting GMBH, Imperial College London and NERA Economic Consulting, «Integration of renewable energy in Europe. Final report,» 2014.
- [139] P. Cuffe, P. Smith y A. Keane, «Effect of energy harvesting network reactive support on transmission system voltage performance,» de *Proceedings of 2011 International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, 2011.
- [140] D. Newman, B. Carreras, M. Kirchner y I. Dobson, «The impact of distributed generation on power transmission grid dynamics,» de *HICSS*, Hawaii, 2011.
- [141] A. Keane, L. Ochoa, E. Vittal, C. Dent y G. Harrison, «Enhanced utilization of voltage control resources with distributed generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 1, pp. 252-260, 2011.
- [142] L. Ochoa, A. Keane y G. Harrison, «Minimizing the reactive support for distributed generation: Enhanced passive operation and smart distribution networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 4, pp. 2134-2142, 2011.
- [143] «Proyecto GRID4EU (A large-scale demonstration project of advanced smart grids solutions with wide replication and scalability potential for Europe),» [En línea]. Available: www.grid4eu.eu.
- [144] «Proyecto IGREENGrid (Integrating Renewables in the European Electricity Grid),» [En línea]. Available: <http://www.igreengrid-fp7.eu/>.
- [145] CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Propuesta de valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de distribución de energía eléctrica,» www.cnmc.es, 2014.
- [146] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «Desarrollo de las redes de transporte de electricidad 2014-2020,» [En línea]. Available: <http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2014-2020/Paginas/desarrollo2014.aspx>.
- [147] «CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,» [En línea]. Available: <http://www.cnmc.es/>.

- [148] CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Boletín de Indicadores Eléctrico de Mayo de 2015,» www.cnmc.es, 2015.
- [149] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «Informe de sostenibilidad ambiental de la planificación del sector eléctrico 2015-2020,» www.minetur.gob.es, 2015.
- [150] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2012» www.minetur.gob.es, 2015.

ANEXO A: DATOS DEL SISTEMA BASE DE 3 NUDOS

A. 1: Datos de entrada al sistema base de 3 nudos

A.1.1: Demanda por consumo en el nudo 3

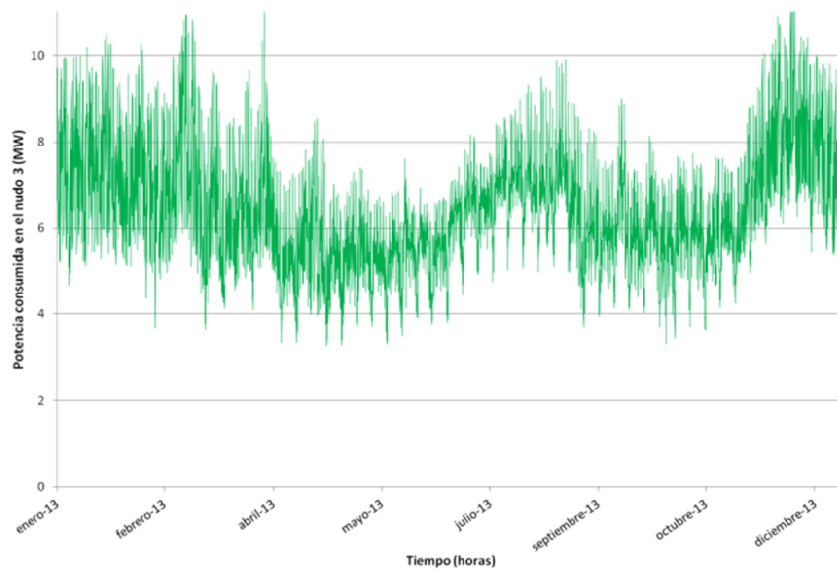


Figura A- 1: Demanda por consumo en el nudo 3 del sistema base de 3 nudos.

Fuente: Elaboración propia.

A.1.2: Generación renovable en el nudo 2

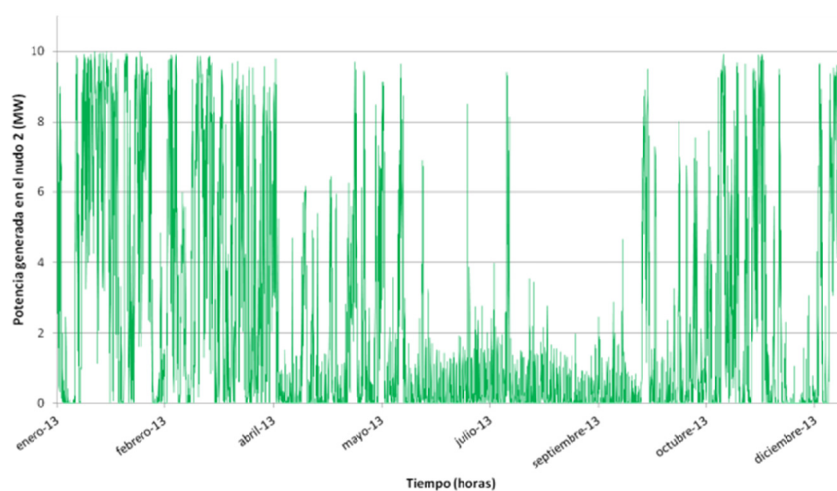


Figura A- 2: Generación renovable en el nudo 2 del sistema base de 3 nudos.

Fuente: Elaboración propia.

A. 2: Resultados del sistema base de 3 nudos

Las siguientes gráficas muestran los resultados de los 8.760 flujos de carga ejecutados para todas las semanas de 2013 para las principales variables de interés: tensiones en los nudos (p.u.) y sobrecarga de las líneas (%).

A.2.1: Tensión en el nudo 2

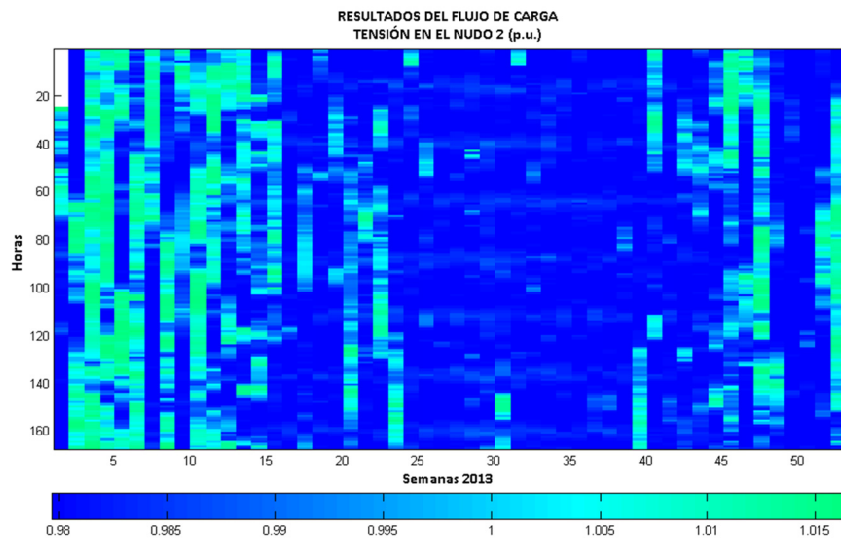


Figura A- 3: Resultados del flujo de carga: mapa de tensiones en el nudo 2.

Fuente: Elaboración propia.

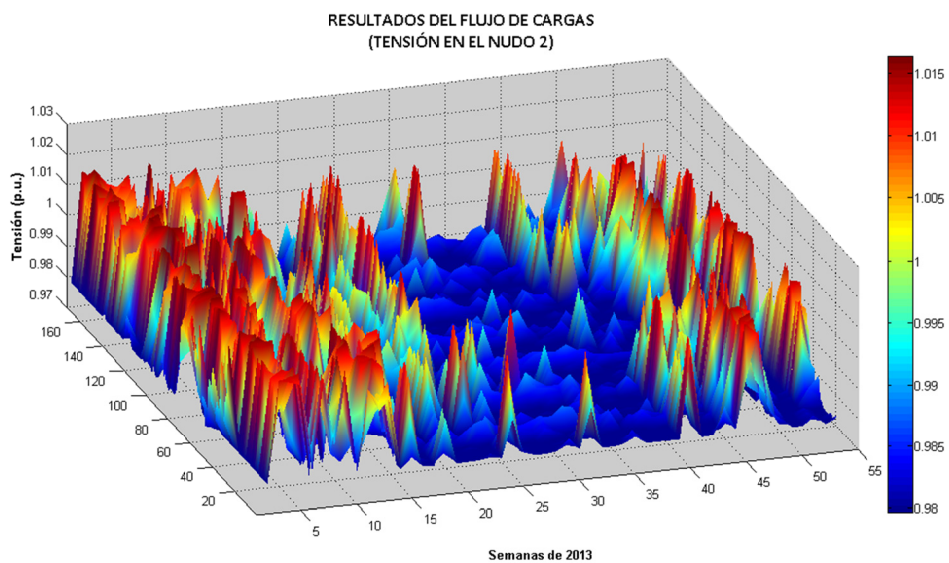


Figura A- 4: Resultados del flujo de carga: representación 3D de las tensiones en el nudo 2.

Fuente: Elaboración propia.

A.2.2: Tensión en el nudo 3

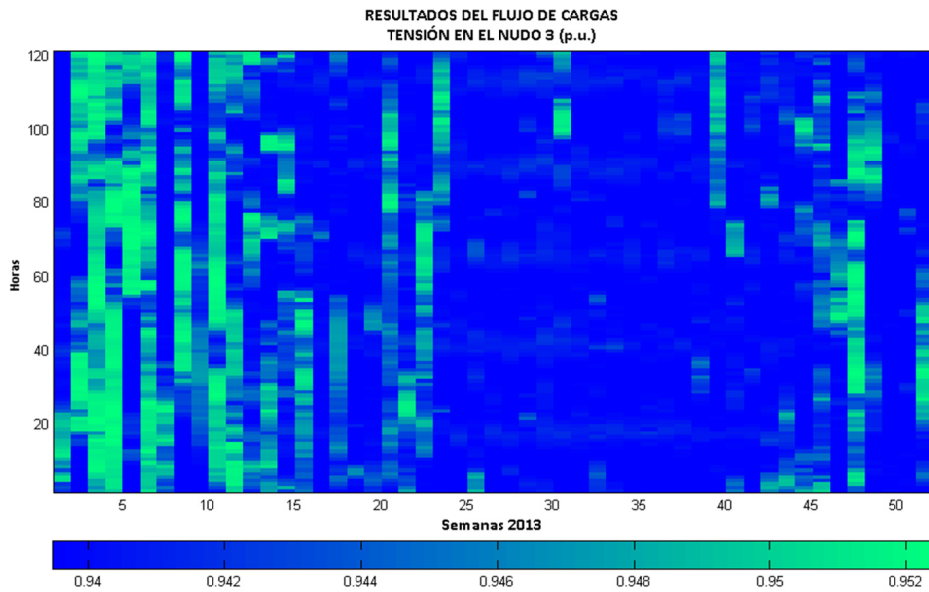


Figura A- 5: Resultados del flujo de carga: mapa de tensiones en el nudo 3.

Fuente: Elaboración propia.

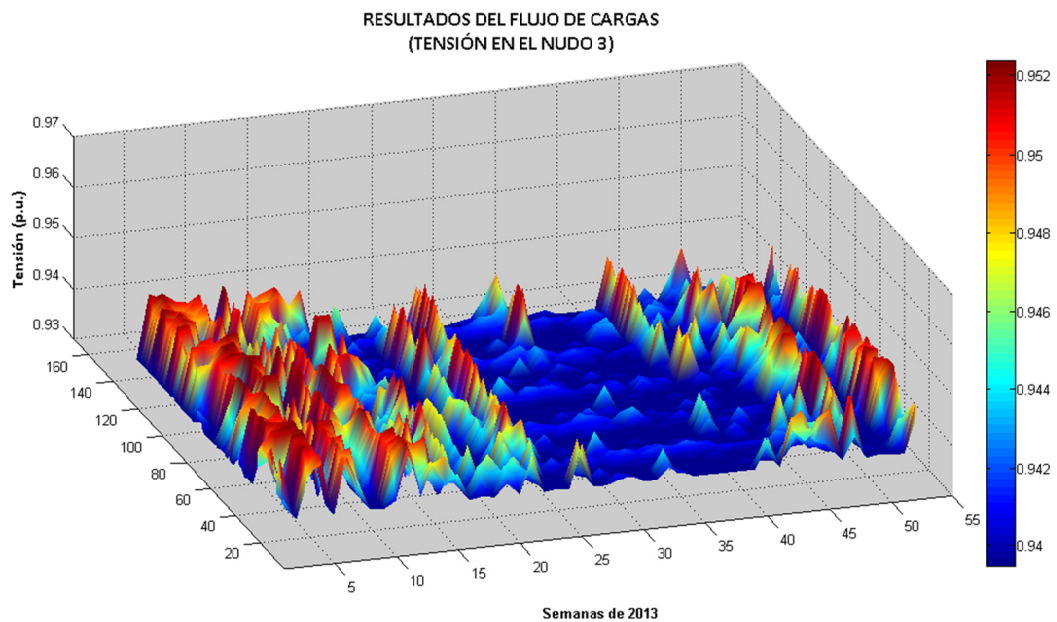


Figura A- 6: Resultados del flujo de carga: representación 3D de las tensiones en el nudo 2.

Fuente: Elaboración propia.

A.2.3: Sobrecarga de la línea 1-2

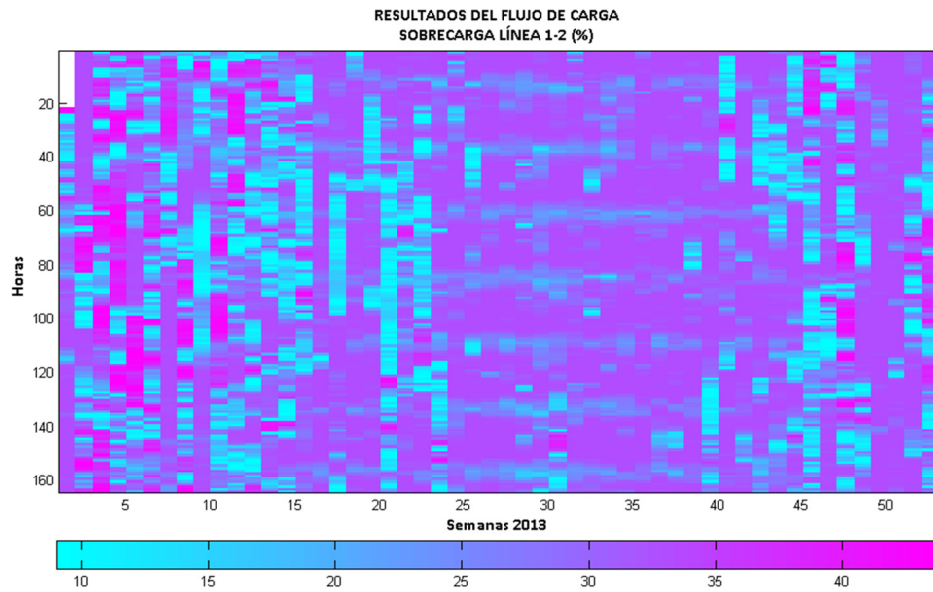


Figura A- 7: Resultados del flujo de carga: mapa de sobrecarga en la línea L1-2.

Fuente: Elaboración propia.

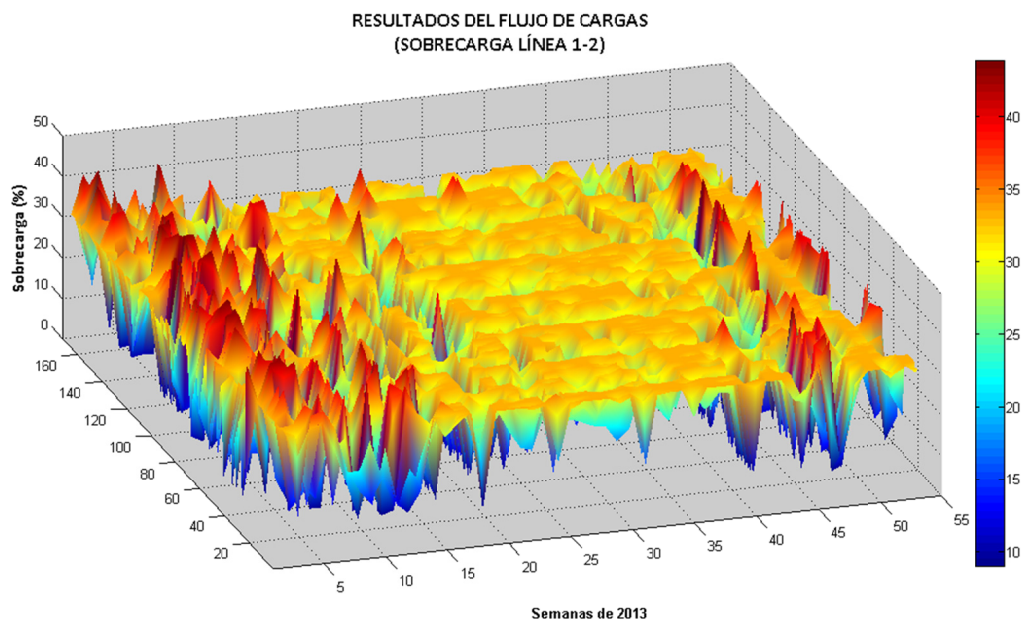


Figura A- 8: Resultados del flujo de carga: representación 3D de la sobrecarga en la línea L1-2.

Fuente: Elaboración propia.

A.2.4: Sobrecarga de la línea 1-3

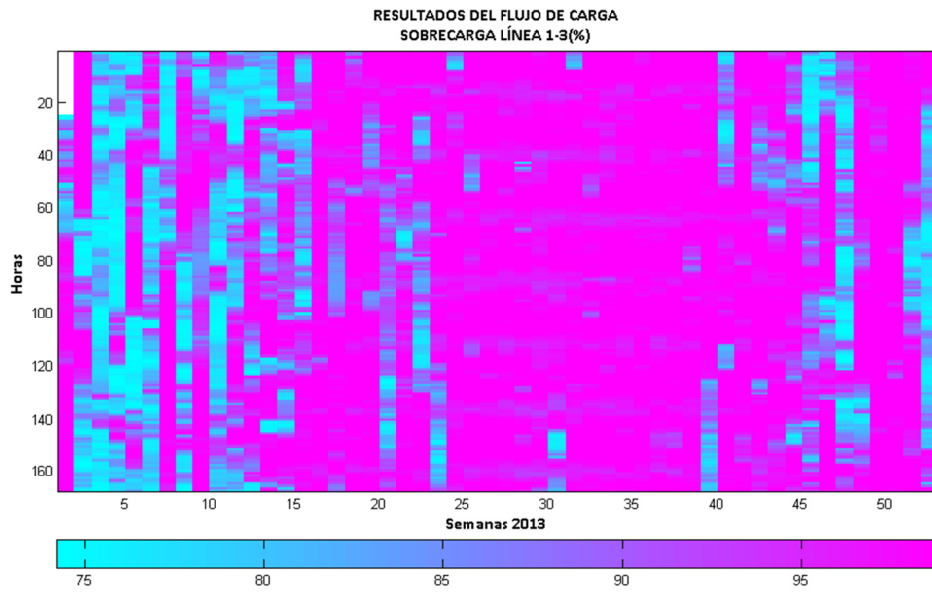


Figura A- 9: Resultados del flujo de carga: mapa de sobrecarga en la línea L1-3.

Fuente: Elaboración propia.

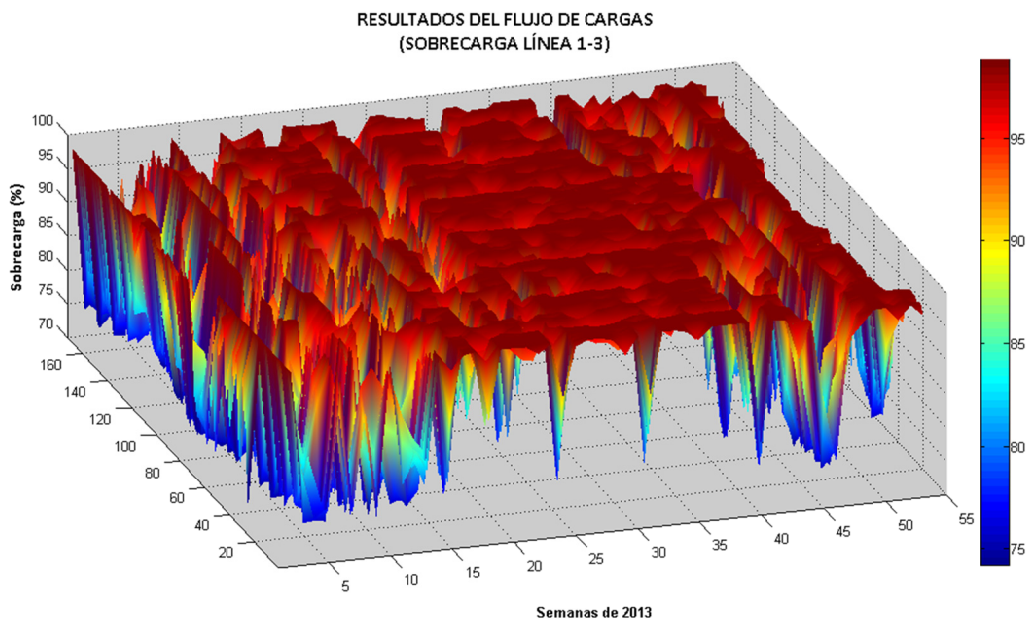


Figura A- 10: Resultados del flujo de carga: representación 3D de la sobrecarga en la línea L1-3.

Fuente: Elaboración propia.

A.2.5: Sobrecarga de la línea 2-3

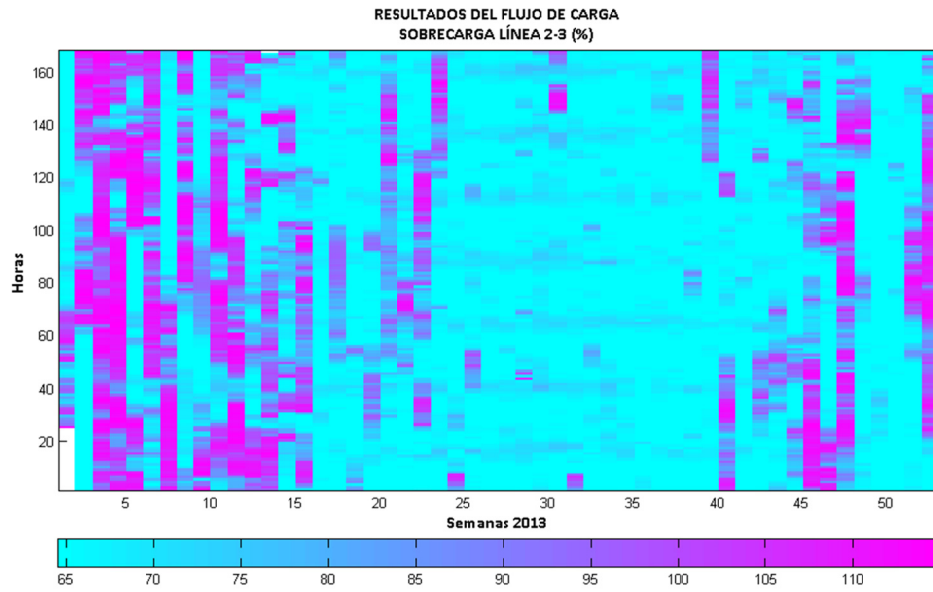


Figura A- 11: Resultados del flujo de carga: mapa de sobrecarga en la línea L2-3.

Fuente: Elaboración propia.

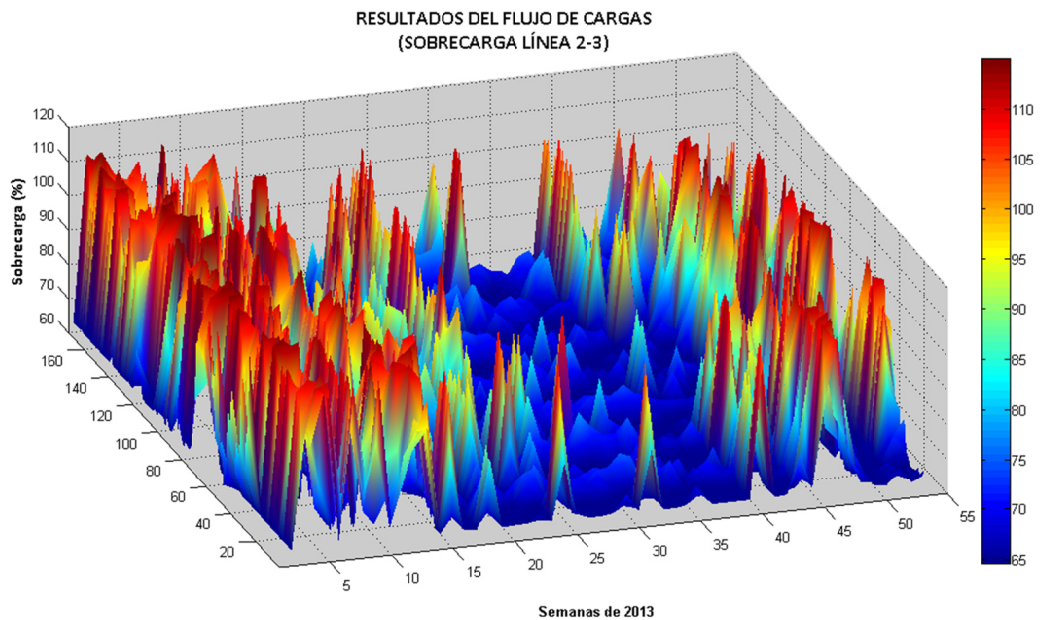


Figura A- 12: Resultados del flujo de carga: representación 3D de la sobrecarga en la línea L2-3.

Fuente: Elaboración propia.

A. 3: Programa Phyton para el sistema base de tres nudos

Programa en lenguaje Phyton para, utilizando el PSS®E, obtener 8760 Snapshots del cálculo del PF (Power Flow, Flujo de cargas o Reparto de cargas) del sistema base mallado de 3 nudos.

```
# -*- coding: cp1252 -*-#
# mainRutina.py
#
import sys
import os
import psspy
import math
def preal(vreal,ndec):
    v1=str(int(vreal+0.5)) if (ndec==0) else
str(float(int(vreal*(10**ndec)+0.5))/(10**ndec))
    v1=v1.replace(".",",")
    return v1
```

```
#Leo el fichero de generadores
datos={}
g_pot={}
g_di a={}
g_hora={}
fichero=open ('Generadores. csv' , "r")
fichero.readline()
ngen=0
for linea in fichero:
    ngen=ngen+1
    datos=linea.split(';')
    g_dia[ngen]=datos[0]
    g_hora[ngen]=datos[1]
    datos[2]=datos[2] .replace(',','.')
    g_pot[ngen]=10000.0*float(datos[2])
fichero. el ose()
print 'Leidos',ngen, 'snapshots de generadores'
```

```
#Leo el fichero de cargas
c_pot={}
c_dia={}
c_hora={}
fichero=open('Cargas.csv' , "r")
fichero.readline()
ncargas=0
for linea in fichero:
ncargas=ncargas+1
datos=linea.split(';')
    c_dia[ncargas]=datos[0]
    c_hora[ncargas]=datos[1]
    datos[2]=datos[2].replace(',','.')
    c_pot[ncargas]=12000.0*float(datos[2])
fichero.close()
print 'Leidos' ,ncargas, 'snapshots de cargas'
```

#Recorro todos los dias, cambio generación y carga, converjo PSS®E y grabo en fichero de salida

```
fichero=open('Resultados.csv','w')
fichero.write('DIA;HORA;MAGNITUD;DE_NUDO;A_NUDO;VALOR')
nsnapshot=0
i data={}
rarray={}
for i in range(1,ngen):
    nsnapshot=nsnapshot+1
    ierr = psspy.pro9ress_output(1)
    print 'Proceso d1a' ,g_dia[i], ' hora',g_hora[i]
    ierr = psspy.progress_output(6)

    # cambio potencia generacion
    ierr =
    psspy.machine_data_2(2,'1',[1,1,0,0,0],[g_pot[i]/1000.0,0.0,0.0,10.0,0.0,100.0,0.0,1.0,0.0,
    0.0,1.0, 1.0,1.0,1.0,1.0])
    if ierr!=0:
        print 'Error' ,ierr, 'en machine_data_2'
        break
    # cambio potencia carga
    ierr = psspy.load_data(3,'1',[1,1,1],[c_pot[i]/1000.0,c_pot[i]/4000.0,0,0,0])
    if ierr!=0:
        print 'Error' ,ierr, 'en load_data'
        break
    # ejecuto PSSE
    ierr = psspy.fnsl([0,0,0,0,0,0,0])
    if ierr!=0:
        print 'Error' ,ierr, 'en fnsl'
        break
        fichero.write('\ncaso no convergido')
    # leo tensiones de nudos y las escribo en fichero de resultados
    ierr, idata = psspy.abusint(-1,1,['NUMBER'])
    if ierr!=0:
        print 'Error' ,ierr, 'en abusint'
        break
    ierr, rarray = psspy.abusreal(-1,1,['PU'])
    if ierr!=0:
        print 'Error' ,ierr, 'en abusreal'
        break
    for k in range(0,len(idata[0])):

fichero.write('\n'+g_dia[i]+'; '+g_hora[i]+';v;'+str(idata[0][k])+';'+preal(rarray[0][k],7))
    ierr, idata = psspy.aflowint(-1,1,1,['FROMNUMBER' ,'TONUMBER'])
    # leo potencias y sobrecargas en lineas
    if ierr!=0:
        print 'Error',ierr, 'en aflowint'
        break
    ierr, rarray = psspy.aflowreal(-1,1,1,['P', 'Q', 'PCTMVARATEA'])
    if ierr!=0:
        print 'Error' ,ierr, 'en aflowreal'
        break
    for k in range(0,len(idata[0])):

fichero.write('\n'+g_dia[i]+'; '+g_hora[i]+';PL;'+str(idata[0][k])+';'+str(idata[1][k])+';'+preal(rarray[0][k],
3))
fichero.write('\n'+g_dia[i]+'; '+g_hora[i]+';QL;'+str(idata[0][k])+';'+str(idata[1][k])+';'+preal(rarray[1][k],
3))
```

```

fichero.write('\n'+g_dia[i]+'; '+g_hora[i]+';%L; '+str(idata[O][k])+'; '+str(idata[I][k])+';'+preal(rarray[2][k],
3))
    # leo generadores
    ierr, ldata = psspy.amachint(-l,l,['NUMBER'])
    if ierr!=0:
        print 'Error',ierr, 'en amachint'
        break
    ierr, rarray = psspy.amachreal(-l,l,['PGEN', 'QGEN'])
    if ierr!=0:
        print 'Error' ,ierr, 'en amachreal'
        break
    for k in range(O,len(idata[O])):

fichero.write('\n'+g_dia[i]+'; '+g_hora[i]+';PG; '+str(idata[O][k])+';'+preal(rarray[O][k],3))
fichero.write('\n'+g_dia[i]+'; '+g_hora[i]+';QG; '+str(idata[O][k])+';'+preal(rarray[O][k],3))
    # leo cargas
    ierr, idata = psspy.alodbusint(-l,l,['NUMBER'])
    if ierr!=0:
        print 'Error' ,ierr, 'en alodbus'
        break
    ierr, rarray = psspy.alodbuscplx(-1,1, ['MVAACT'])
    if ierr!=0:
        print 'Error' ,ierr, 'en alodbuscp'
        break
    for k in range(O,len(idata[O])):

fichero.write('\n'+g_dia[i]+'; '+g_hora[i]+' ;Pe; '+str(idata[O][k])+';'+preal(rarray[O][k].real,3))
fichero.write('\n'+g_dia[i]+'; '+g_hora[i]+' ;Qc;'+str(idata[O][k])+';'+preal(rarray[O][k].imag,3))
    #leo perdidas
    ierr, perdidas = psspy.systot('LOSS')
    if ierr!=0:
        print 'Error' ,ierr, 'en systot'
        break
fichero.write('\n'+g_dia[i]+';'+g_hora[i]+' ;PP;;; '+preal(perdidas.real,7))
fichero.close()
ierr = psspy.progress_output(1)

print '\n\nFin de snapshots.'

```


ANEXO B: DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL ÁMBITO DE ESTUDIO

B. 1: Red existente de distribución (RED) de referencia

B.1.1: Esquema eléctrico

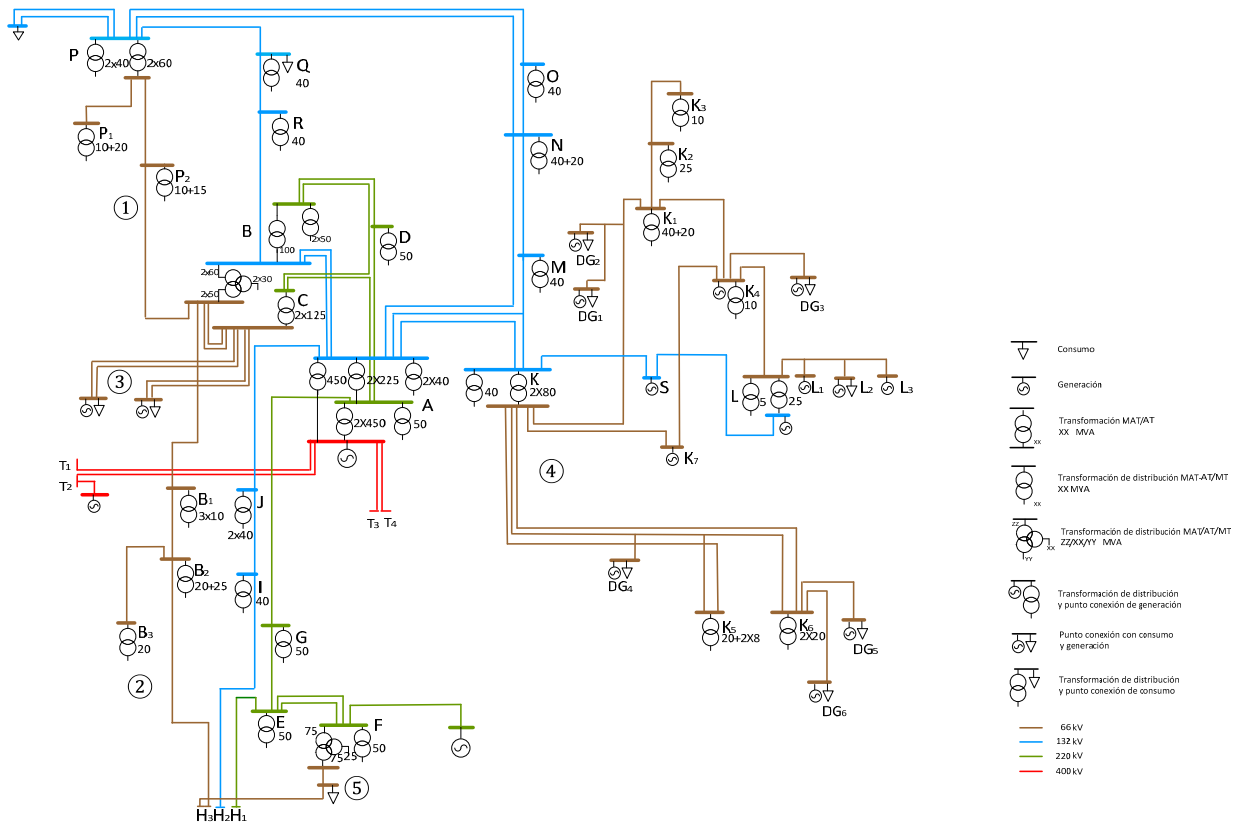


Figura A- 13:: Esquema eléctrico de la red interior al ámbito de estudio referido (RED).

Fuente: Elaboración propia

B.1.2: Parámetros técnicos característicos

Las impedancias p.u. de la red interior al ámbito de estudio referido (RED)⁷², obtenidas mediante la aplicación Network reduction de PSS-E para un estado de red previsto como caso base invierno 2014-2015.

⁷² RED: Red existente distribución de referencia.

From Bus Name	Voltage (kV)	To Bus Name	Voltage (kV)	Line R (pu)	Line X (pu)
O	132	P	132	0,014959	0,050474
O	132	N	132	0,020421	0,068837
P	132	N	132	0,033903	0,114403
P	132	Q	132	0,035461	0,120611
K	132	A	132	0,013788	0,025033
K	132	S	132	0,020272	0,035384
K	132	TK	132	0,005222	0,017699
B	132	A	132	0,005603	0,019225
B	132	R	132	0,008427	0,02869
L	132	S	132	0,017734	0,030842
A	132	J	132	0,006077	0,021027
A	132	N	132	0,018141	0,061388
A	132	TK	132	0,006158	0,020706
I	132	H2	132	0,015051	0,05181
I	132	J	132	0,008661	0,030076
M	132	N	132	0,010785	0,036392
M	132	TK	132	0,001827	0,006181
R	132	Q	132	0,004224	0,014337
T1	400	A	400	0,00291	0,03171
T4	400	A	400	0,00122	0,01224
A	400	T2	400	0,001141	0,011546
A	400	T3	400	0,000771	0,007732
G	220	A	220	0,002107	0,010645
G	220	E	220	0,001982	0,010007
D	220	B	220	0,00121	0,006261
D	220	A	220	0,001438	0,007447
B	220	A	220	0,001016	0,005101
H1	220	E	220	0,002687	0,013127
F	220	E	220	0,002007	0,013557
F	220	E	220	0,002007	0,013557
DERIVACIÓN F	66	H3	66	0,124643	0,213178
DERIVACIÓN F	66	F	66	0,023844	0,040781
K2	66	K1	66	0,066977	0,13197
K2	66	K3	66	0,078974	0,1556
L3	66	L2	66	0,026682	0,025636
K1	66	TDG2	66	0,01534	0,03023
K1	66	K4	66	0,043602	0,08591
TDG2	66	K	66	0,018868	0,037175
P	66	P2	66	0,447245	0,313372
P	66	P1	66	0,077967	0,074206
B1	66	B	66	0,053043	0,112979
B1	66	B2	66	0,04288	0,09125
B	66	P2	66	0,441704	0,309489
L	66	L3	66	0,147611	0,146406
L	66	K4	66	0,156695	0,193174
K7	66	K	66	0,031512	0,062082
K7	66	K4	66	0,024723	0,042327
K	66	TK5	66	0,021255	0,044805
K	66	K6	66	0,026793	0,053354
K	66	K5	66	0,075698	0,137728

From Bus Name	Voltage (kV)	To Bus Name	Voltage (kV)	Line R (pu)	Line X (pu)
TK5	66	K6	66	0,005369	0,008589
TK5	66	K5	66	0,047654	0,093864
L3	66	L2	66	0,041859	0,04022
B2	66	H3	66	0,08553	0,028832
B2	66	B3	66	0,057462	0,058019

Tabla A- 1: Parámetros eléctricos característicos de la red interior al ámbito de estudio referido.

Fuente: Elaboración propia.

B. 2: Red exterior a RED

B.2.1: Esquema eléctrico

La siguiente figura muestra el equivalente exterior de la red de muy alta tensión (MAT) y alta tensión (AT) objeto de estudio para un determinado estado de funcionamiento del sistema eléctrico, obtenido mediante la funcionalidad *Network Reduction* de PSS-E.

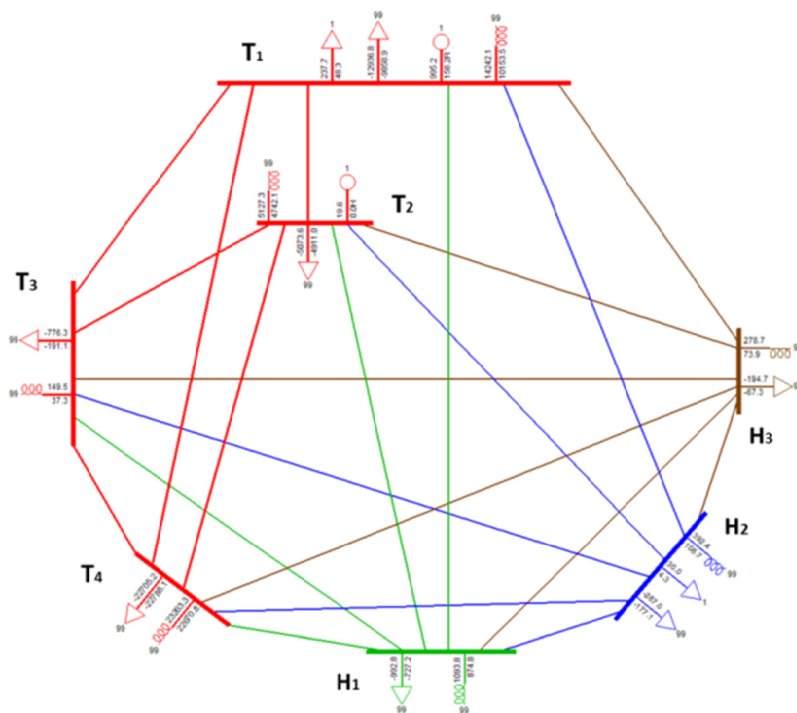


Figura A- 14: Esquema eléctrico equivalente de la red exterior a RED.

Fuente: Elaboración propia mediante PSS®E.

B.2.2: Parámetros técnicos característicos

Las impedancias p.u. de la red exterior al ámbito de estudio referido (RED)⁷³, obtenidas mediante la aplicación Network reduction de PSS-E para un estado de red previsto como caso base invierno 2014-2015.

From Bus Name	kV	To Bus Name	kV	Line R (pu)	Line X (pu)
H2	132	T1	400	-0,794149	-0,303534
H2	132	T4	400	-0,003081	0,139854
H2	132	T2	400	-2,055420	-0,842076
H2	132	T3	400	0,908929	6,684440
H2	132	H1	220	0,000437	0,022263
H2	132	H3	66	0,007166	0,125075
T1	400	T4	400	-0,009218	-0,007176
T1	400	T2	400	-0,015750	0,034139
T1	400	T3	400	-1,535670	-1,088620
T1	400	H1	220	-0,246128	-0,132440
T1	400	H3	66	-1,203400	-0,258950
T4	400	T2	400	-0,023632	-0,019316
T4	400	T3	400	0,000423	0,004450
T4	400	H1	220	-0,005286	0,047761
T4	400	H3	66	-0,014948	0,353480
T2	400	T3	400	-3,943530	-2,938680
T2	400	H1	220	-0,634653	-0,361194
T2	400	H3	66	-3,127120	-0,751019
T3	400	H1	220	0,000917	0,025057
T3	400	H3	66	4,359000	18,672200
H1	220	H3	66	0,982515	2.672.070

Tabla A- 2: Parámetros eléctricos característicos de la red exterior a RED.

Fuente: Elaboración propia.

⁷³ RED: Red existente distribución de referencia.

B. 3: Subsistema ④

B.3.1: Esquema eléctrico equivalente

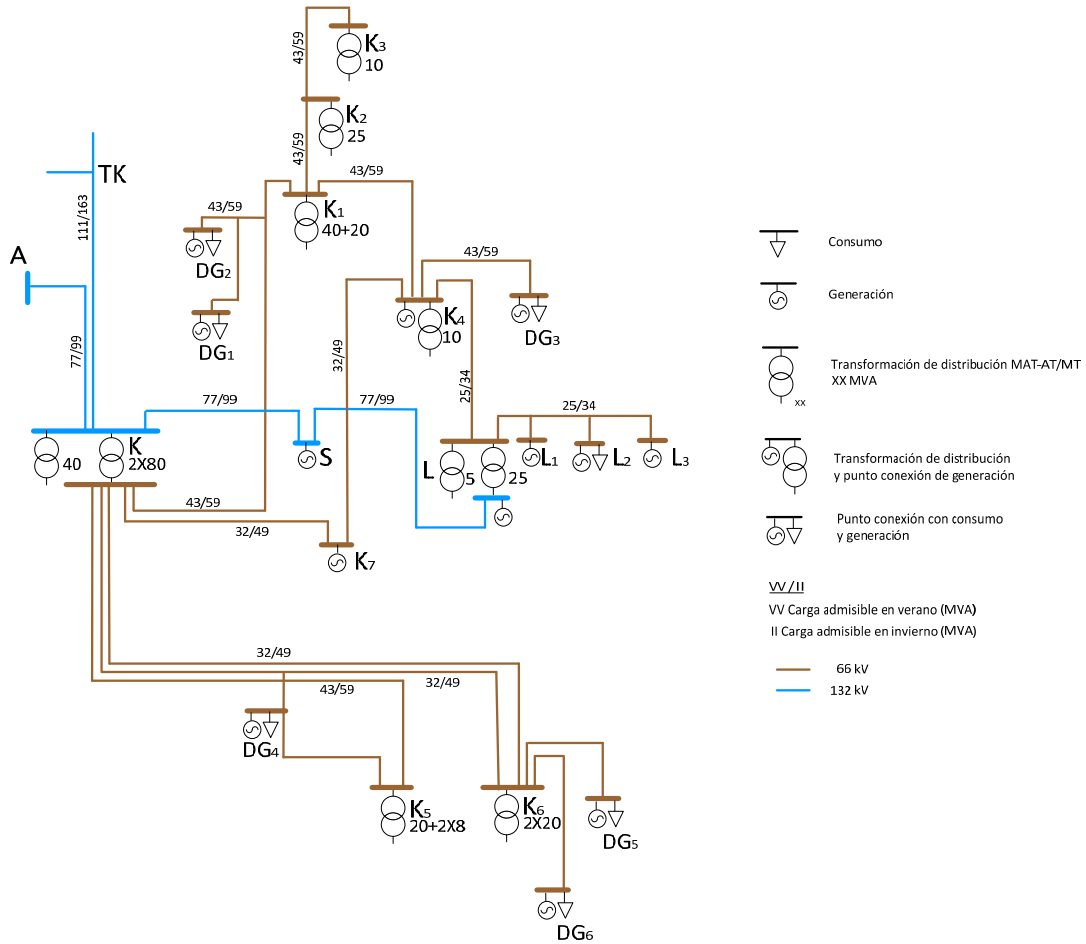


Figura A- 15: Esquema eléctrico del subsistema 4.

Fuente: Elaboración propia.

B.3.2: Parámetros técnicos característicos

El subsistema eléctrico de 66 kV número ④, así como en los sistemas subordinados en 20 kV que se conectan al mismo, por su alcance y problemática, en términos de comportamiento (demanda por consumo y generación distribuida), resulta el más completo para centrar la comprobación del modelo.

Sus parámetros característicos son los siguientes:

From Bus	From Bus	To Bus	To Bus	R (pu)	X (pu)	Charging (pu)	Rate (MVA) (*)	Long. (km)
4282	K132	4462	A	0.013788	0.025033	0.004920	103.8	10.400
4282	K132	4606	S	0.020272	0.035384	0.006920	103.8	14.660
4282	K132	9046	TK	0.005222	0.017699	0.003750	162.8	7.630
4318	L132	4606	S	0.017734	0.030842	0.006030	103.8	12.790
4462	A	9046	TK	0.006158	0.020706	0.004470	162.8	8.980
30308	TK2	30310	K2	0.001682	0.002817	0.000040	57.0	0.300
30308	TK2	30326	K1	0.066977	0.131970	0.001910	59.4	14.850
30308	TK2	30357	K3	0.078974	0.155600	0.002250	59.4	17.510
30321	L3	30511	L2	0.026682	0.025636	0.000340	35.9	2.740
30326	K1	30350	TDG2	0.015340	0.030230	0.000440	59.4	3.400
30326	K1	30594	K4	0.043602	0.085910	0.001240	59.4	9.670
30350	TDG2	30404	K66	0.018868	0.037175	0.000540	59.4	4.180
30396	L66	30507	L1	0.147610	0.146406	0.001820	35.9	15.220
30396	L66	30594	K4	0.156695	0.193174	0.002450	40.1	20.240
30398	K7	30404	K66	0.031512	0.062082	0.000790	47.6	6.550
30398	K7	30594	K4	0.024723	0.042327	0.000550	47.6	4.500
30404	K66	30477	TK5	0.021255	0.044805	0.000570	59.4	4.710
30404	K66	30538	K6	0.026793	0.053354	0.000690	51.9	5.680
30404	K66	30657	K5	0.075698	0.137728	0.001780	47.6	14.590
30477	TK5	30538	K6	0.005369	0.008589	0.000130	51.9	0.970
30477	TK5	30600	TDG4	0.032933	0.064869	0.000950	59.4	7.300
30507	L1	30511	L2	0.041860	0.040220	0.000530	35.9	4.290
30600	TDG4	30657	K5	0.014721	0.028995	0.000420	59.4	3.260

(*) Datos de capacidad en situación típica de invierno (2014-15). En la Figura A-15 se muestran las capacidades estándar de verano/invierno observadas en la operación de red.

Tabla A- 3: Parámetros eléctricos característicos del subsistema 4 132 – 66 kV.

Fuente: Elaboración propia.

B.3.3: Evolución de la carga en la transformación 132/66 (subestación L)

Evolución característica típica de la carga registrada en la transformación 132/66 kV de la subestación L. Potencia activa positiva significa transformación en el sentido 66/132 kV y, a la recíproca, potencia activa negativa significa transformación en el sentido 132/66 kV.

En la figura se muestra la evolución típica de la carga registrada en la transformación 132/66 kV de la subestación L. Potencia activa positiva significa transformación 66/132 kV y, a la recíproca, potencia activa negativa significa transformación 132/66 kV.

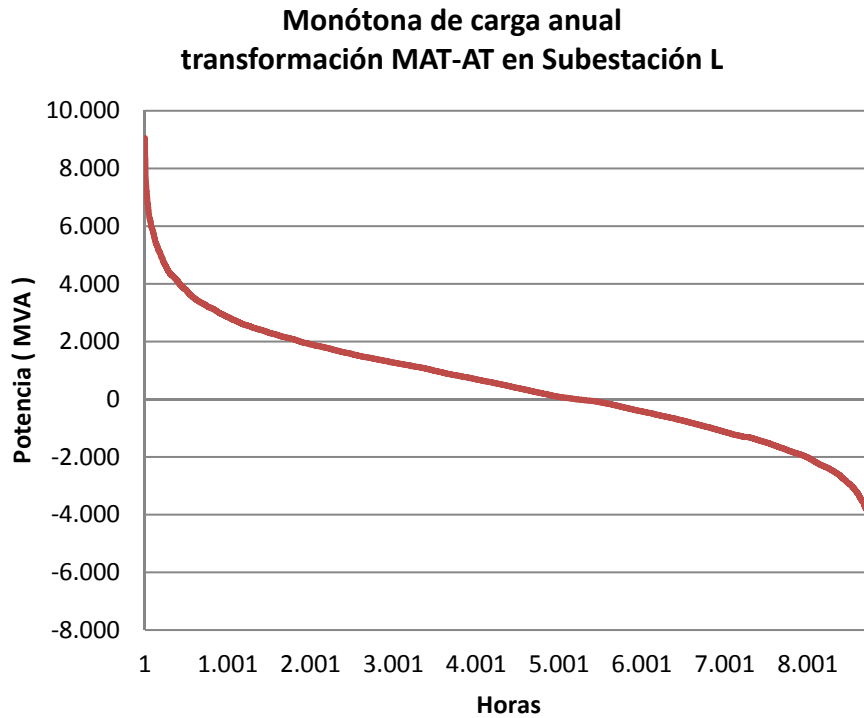


Figura A- 16: Curva monótona de carga en la transformación MAT/AT en la subestación L.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de 2012.

B.3.4: Gráficas de correlación Demanda Generación en las transformaciones a MT

A continuación se muestran las gráficas de correlación entre generación y demanda, 2013- 2014, obtenidas al identificar los subsistemas eléctricos (ver apartado 9.3.2) correspondientes a las transformaciones a MT en el Subsistema ④ (L, K, K₁, K₂, K₃, K₄, K₅ y K₆).

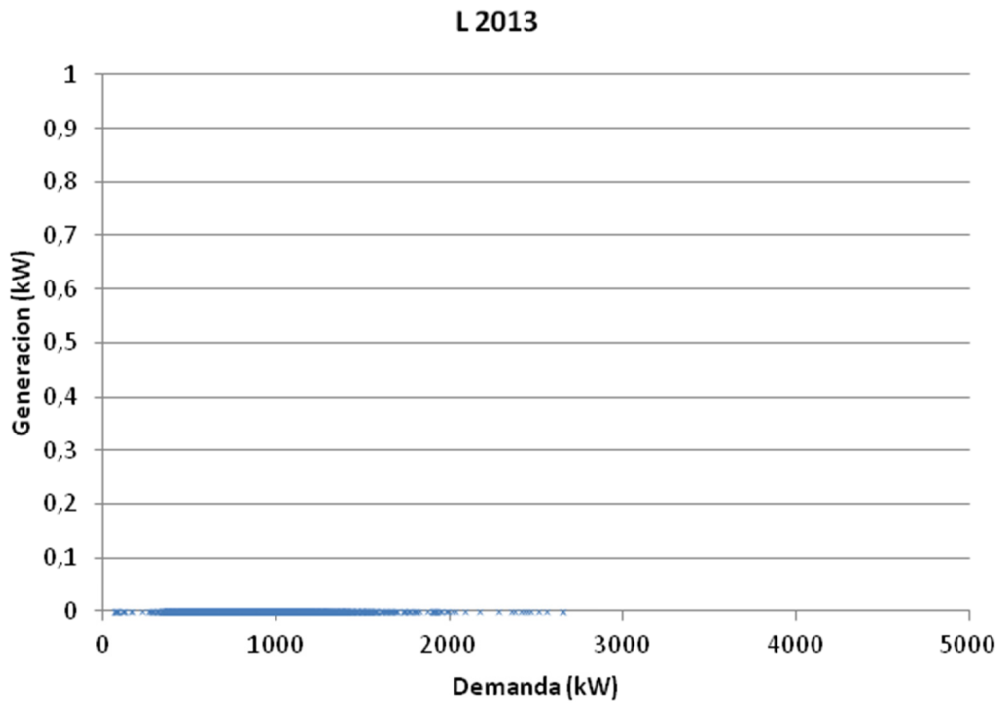


Figura A- 17: Correlación Demanda Generación en la Transformación L en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

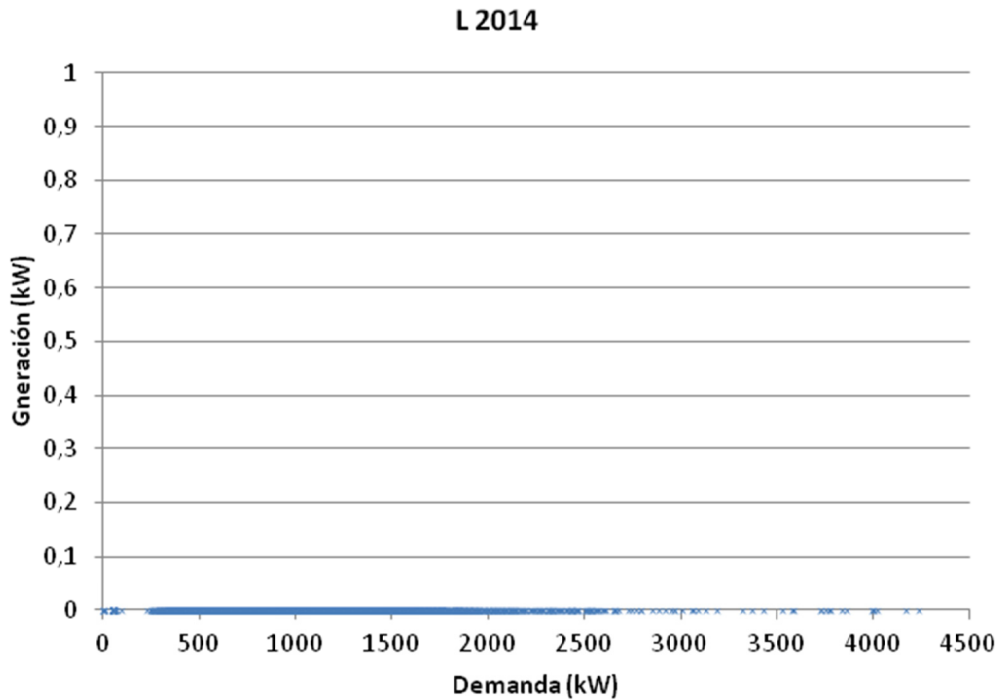


Figura A- 18: Correlación Demanda Generación en la Transformación L en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

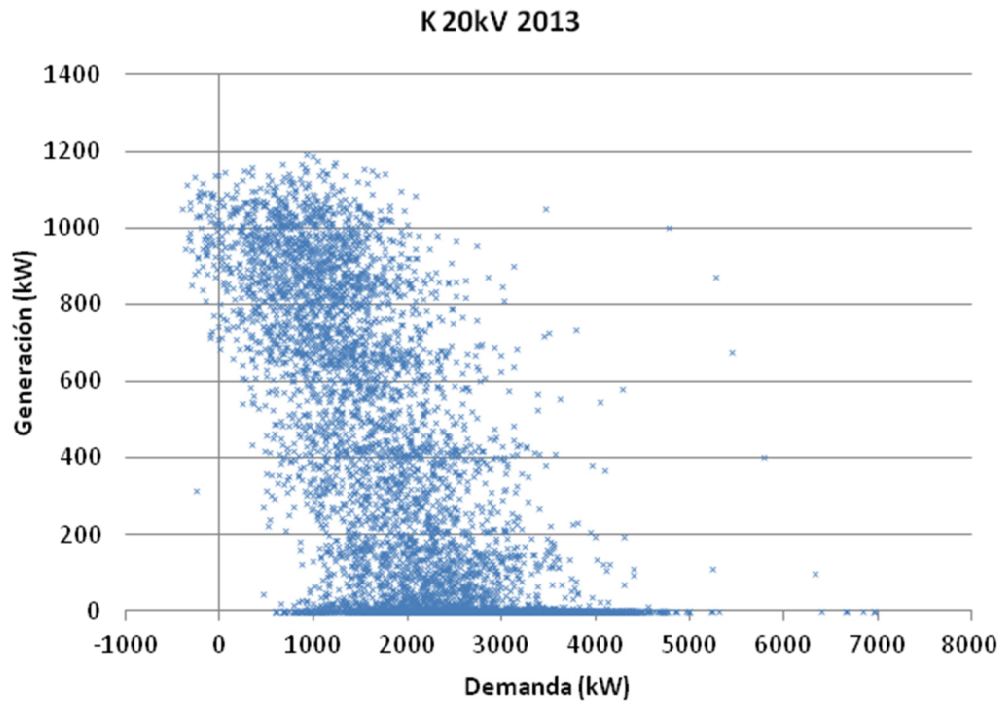


Figura A- 19: Correlación Demanda Generación en la Transformación K en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

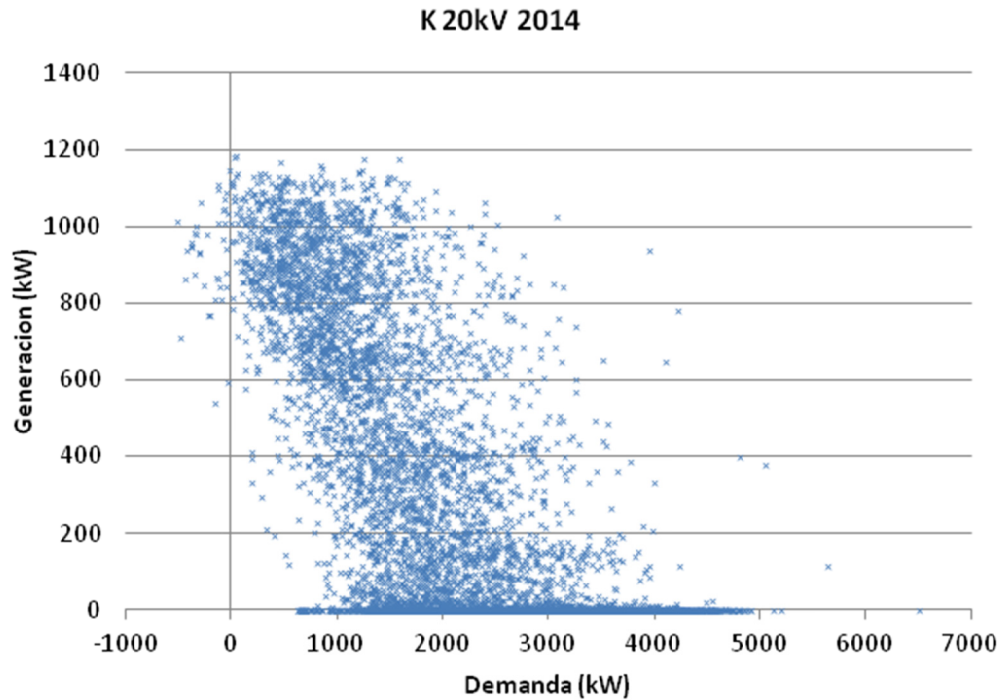


Figura A- 20: Correlación Demanda Generación en la Transformación K en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

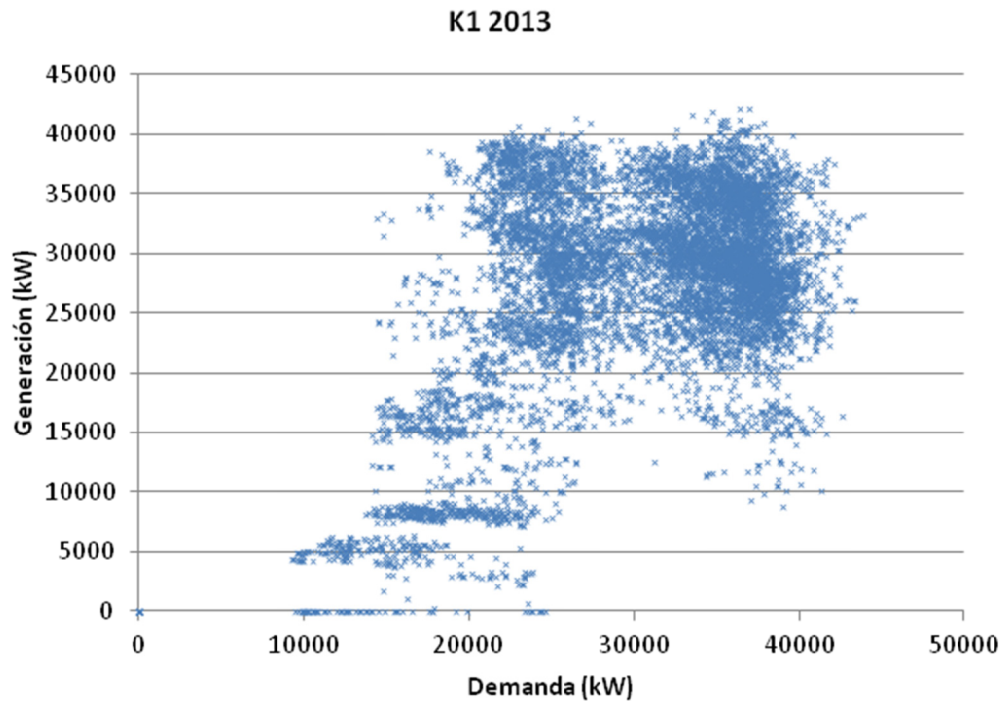


Figura A- 21: Correlación Demanda Generación en la Transformación K1 en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

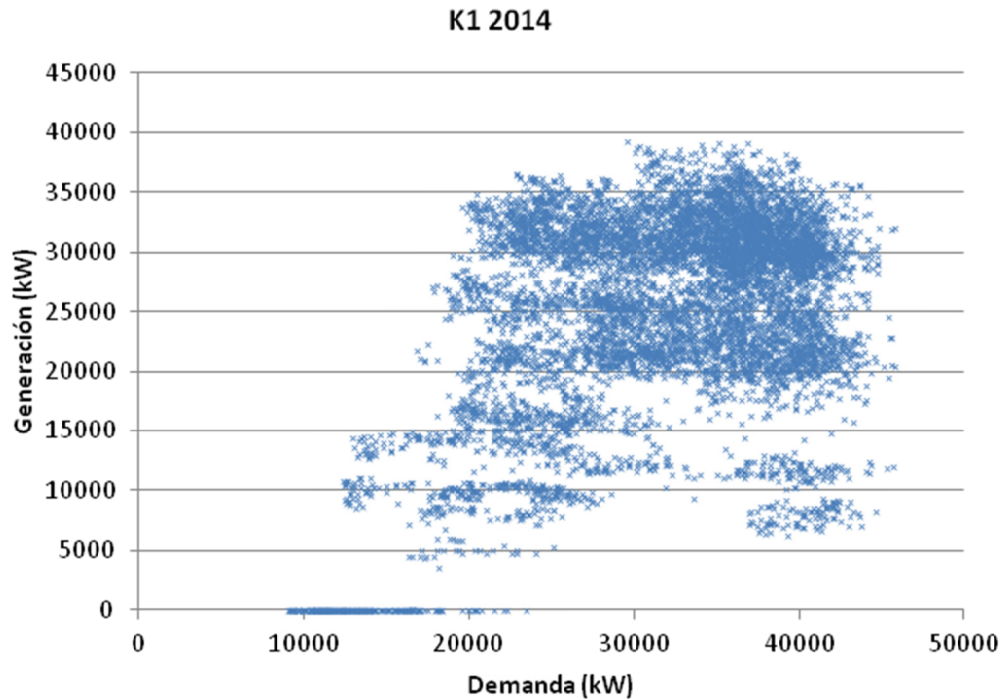


Figura A- 22: Correlación Demanda Generación en la Transformación K1 en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

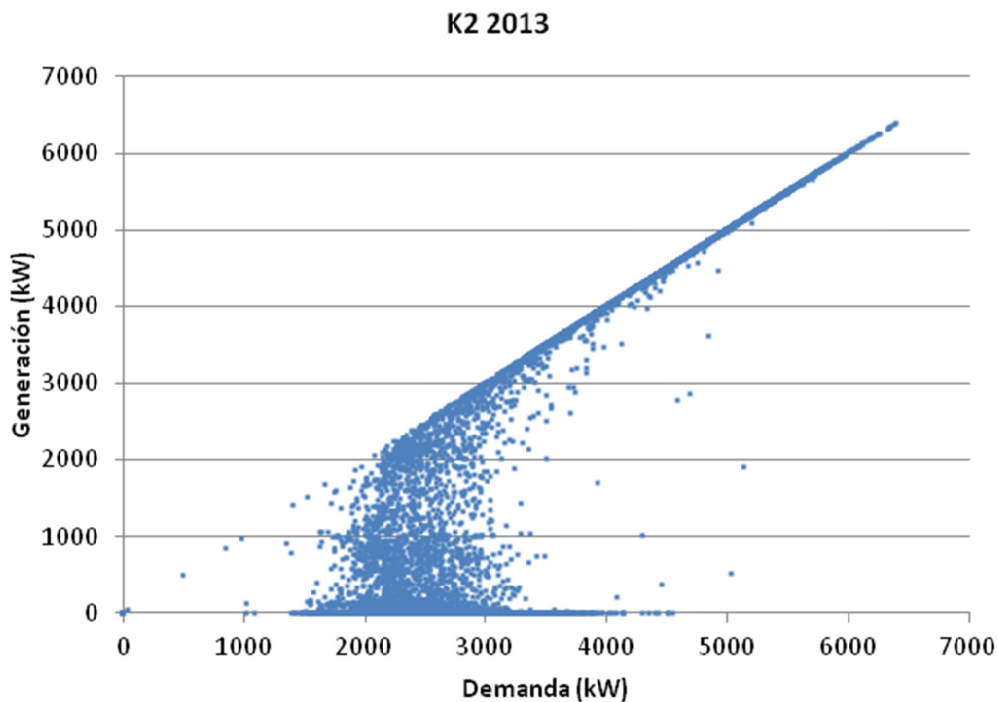


Figura A- 23: Correlación Demanda Generación en la Transformación K2 en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

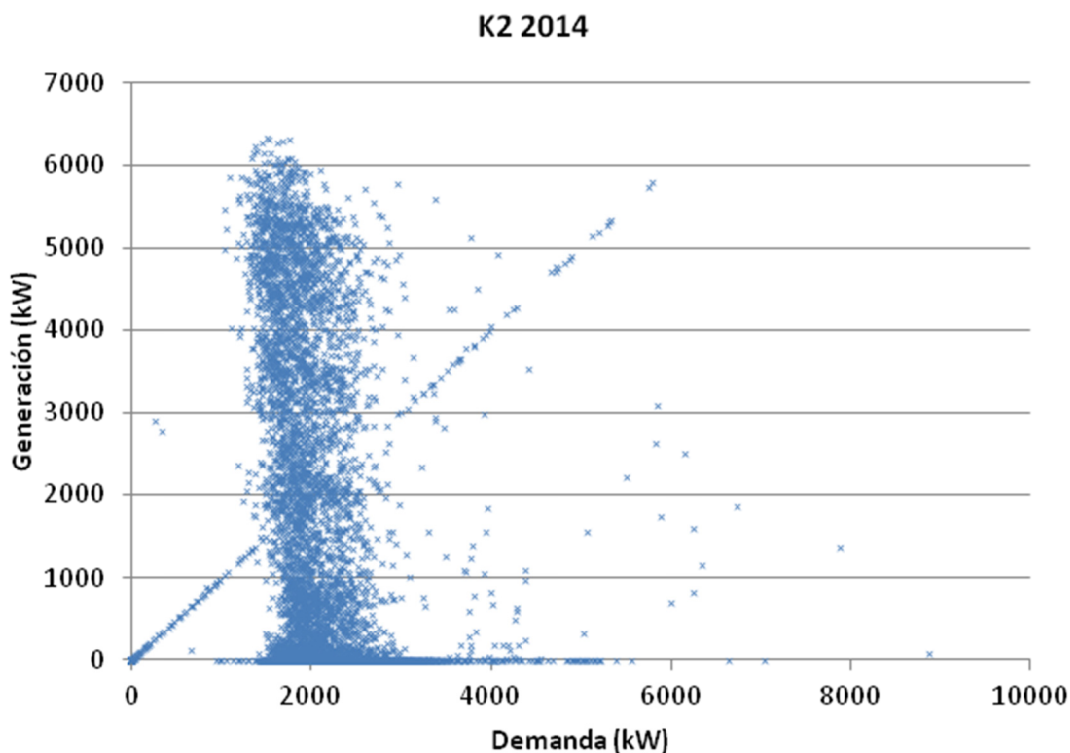


Figura A- 24: Correlación Demanda Generación en la Transformación K2 en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

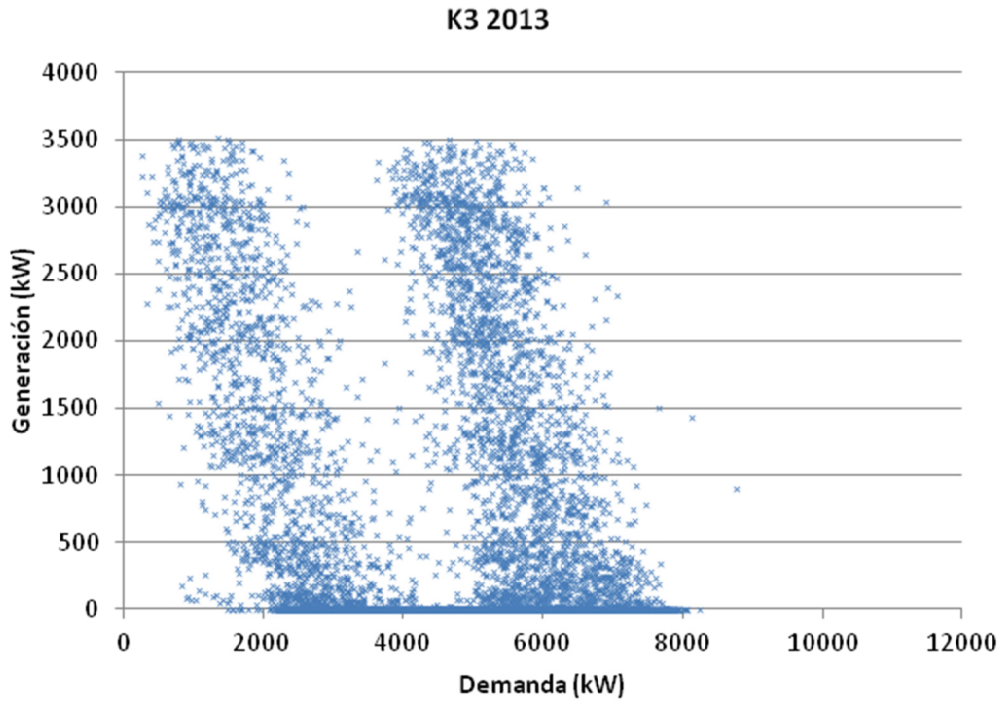


Figura A- 25: Correlación Demanda Generación en la Transformación K3 en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

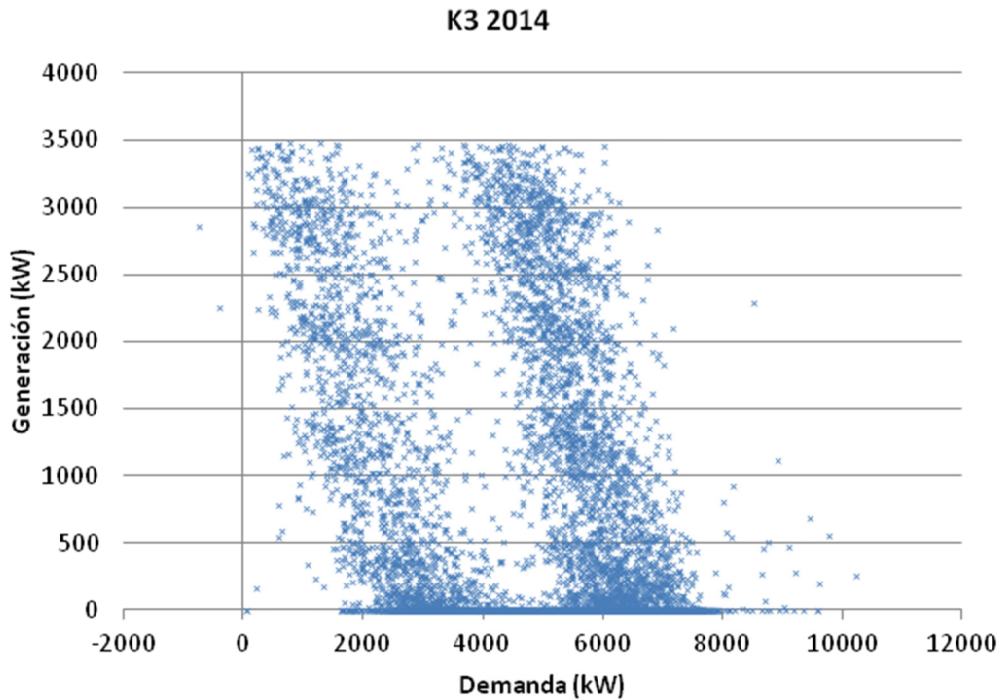


Figura A- 26: Correlación Demanda Generación en la Transformación K3 en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

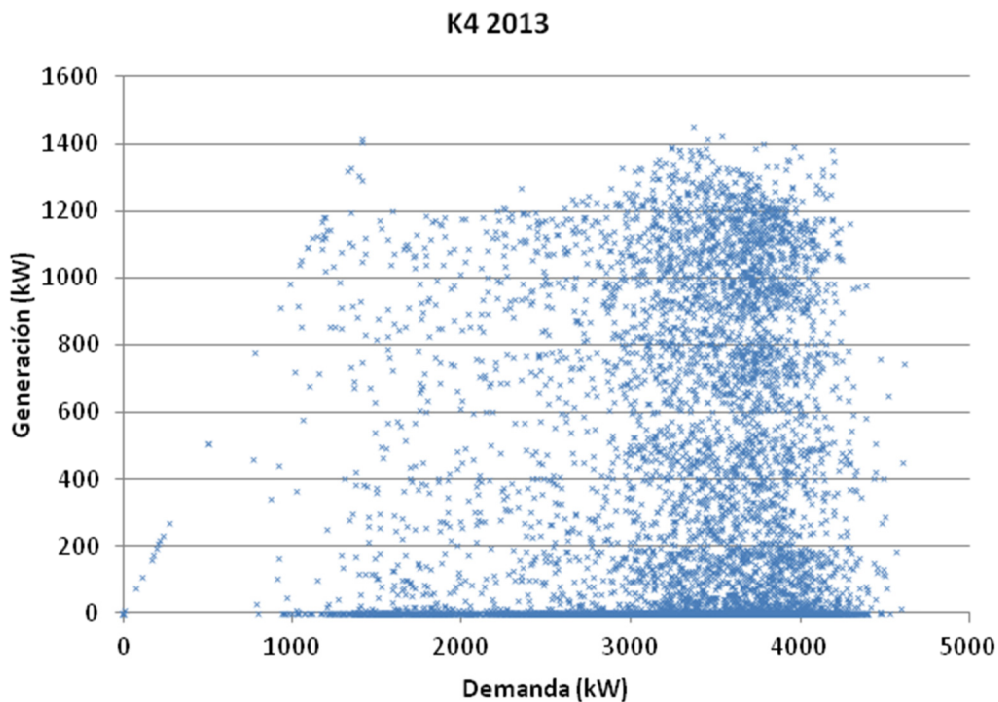


Figura A- 27: Correlación Demanda Generación en la Transformación K4 en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

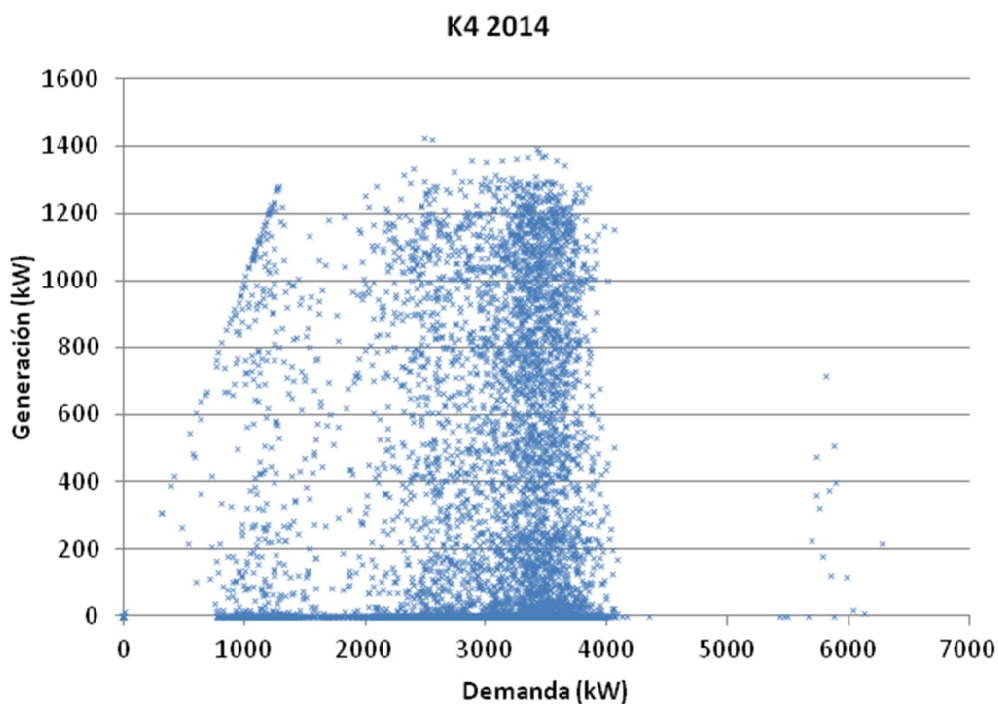


Figura A- 28: Correlación Demanda Generación en la Transformación K4 en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

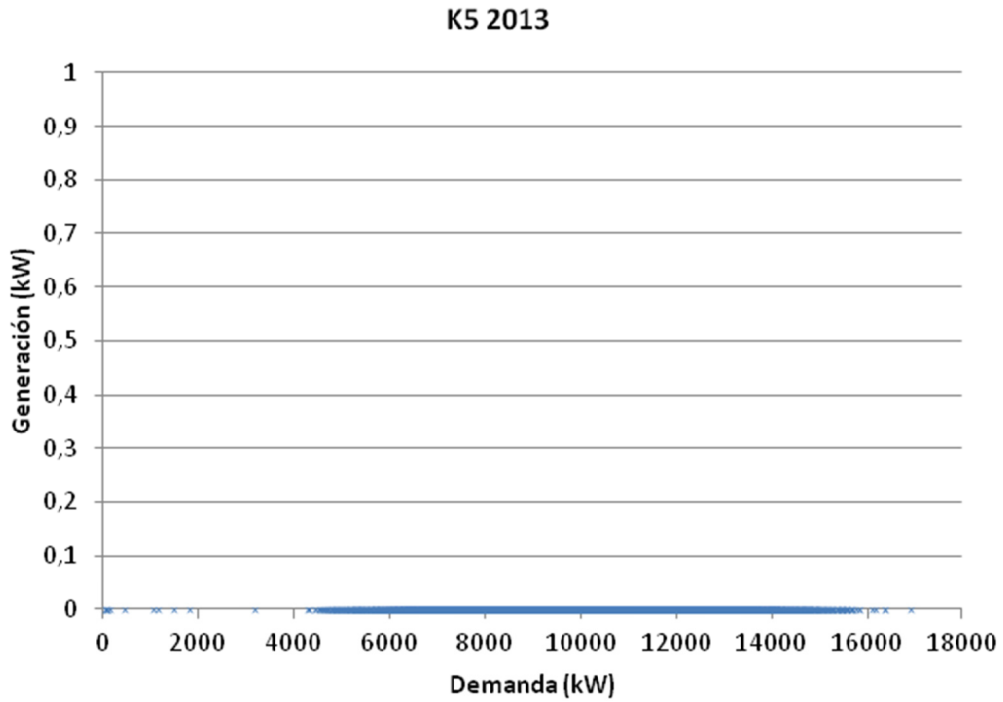


Figura A- 29: Correlación Demanda Generación en la Transformación K5 en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

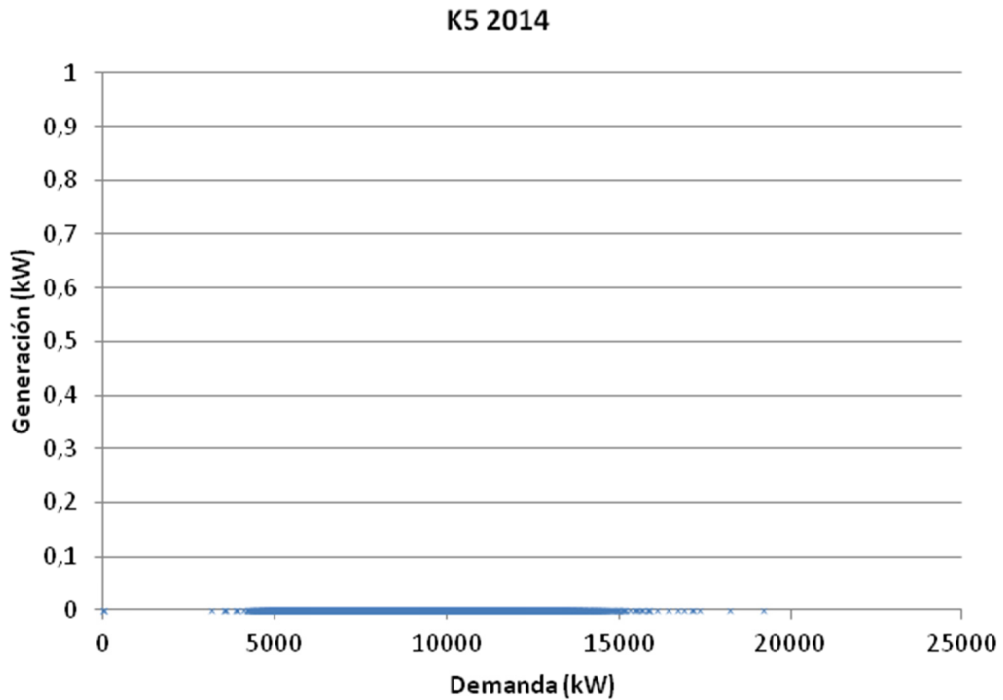


Figura A- 30: Correlación Demanda Generación en la Transformación K5 en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

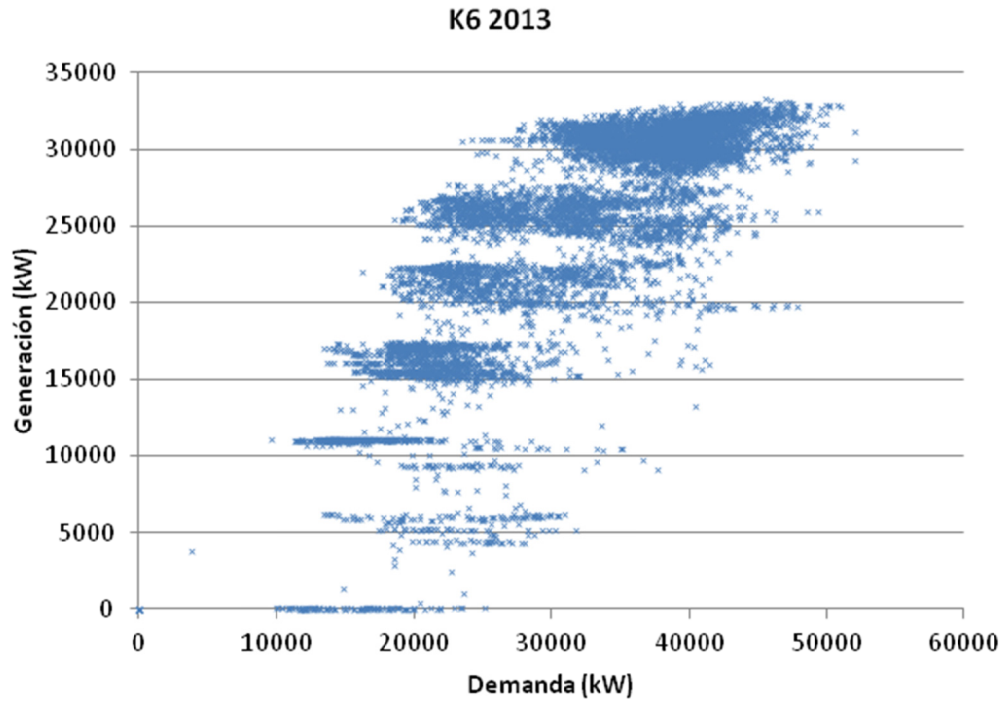


Figura A- 31: Correlación Demanda Generación en la Transformación K6 en 2013.

Fuente: Elaboración propia.

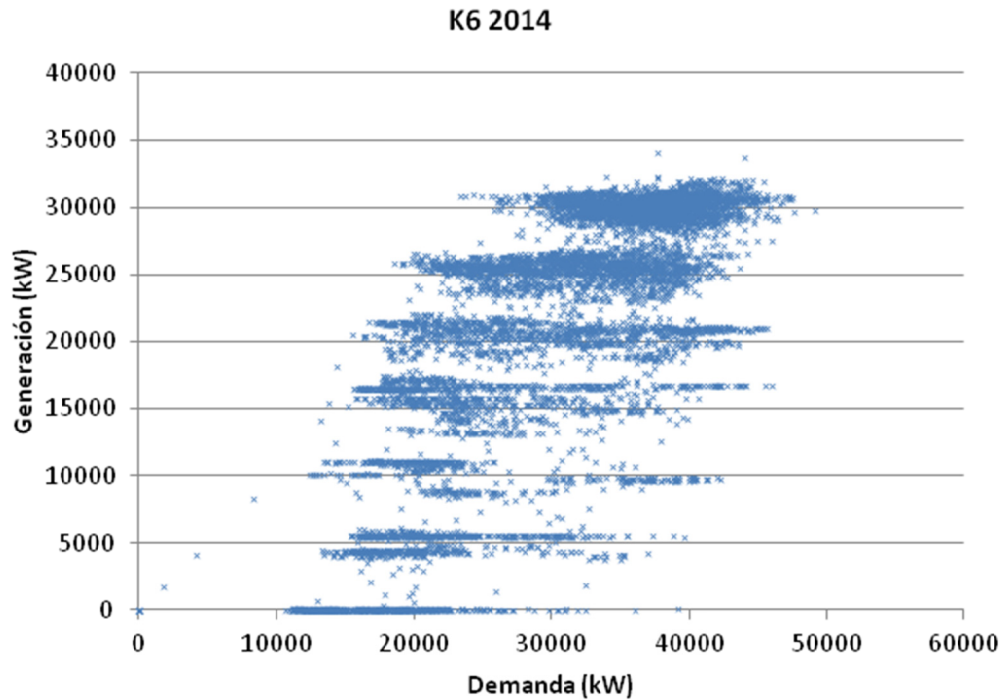


Figura A- 32: Correlación Demanda Generación en la Transformación K6 en 2014.

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO C: TRATAMIENTO DE LOS DATOS Y REGISTROS DE MEDIDA

Este anexo incorpora la descripción del tratamiento de datos que se hace en la tesis para emplear el paquete integrado de programas de cálculo interactivo para analizar, simular y optimizar el comportamiento de sistemas eléctricos de potencia PSS®E [86]. Esta estructura de procesado y tratamiento de datos selecciona e incorpora los nuevos registros de medida que ofrece el despliegue de la red inteligente o smart grid.

En el siguiente diagrama se ha representado la interacción entre los distintos módulos de tratamiento de datos, que con mayor detalle se describen más adelante. En cada apartado se incluyen las rutinas Python asociadas a cada uno de los módulos descritos.

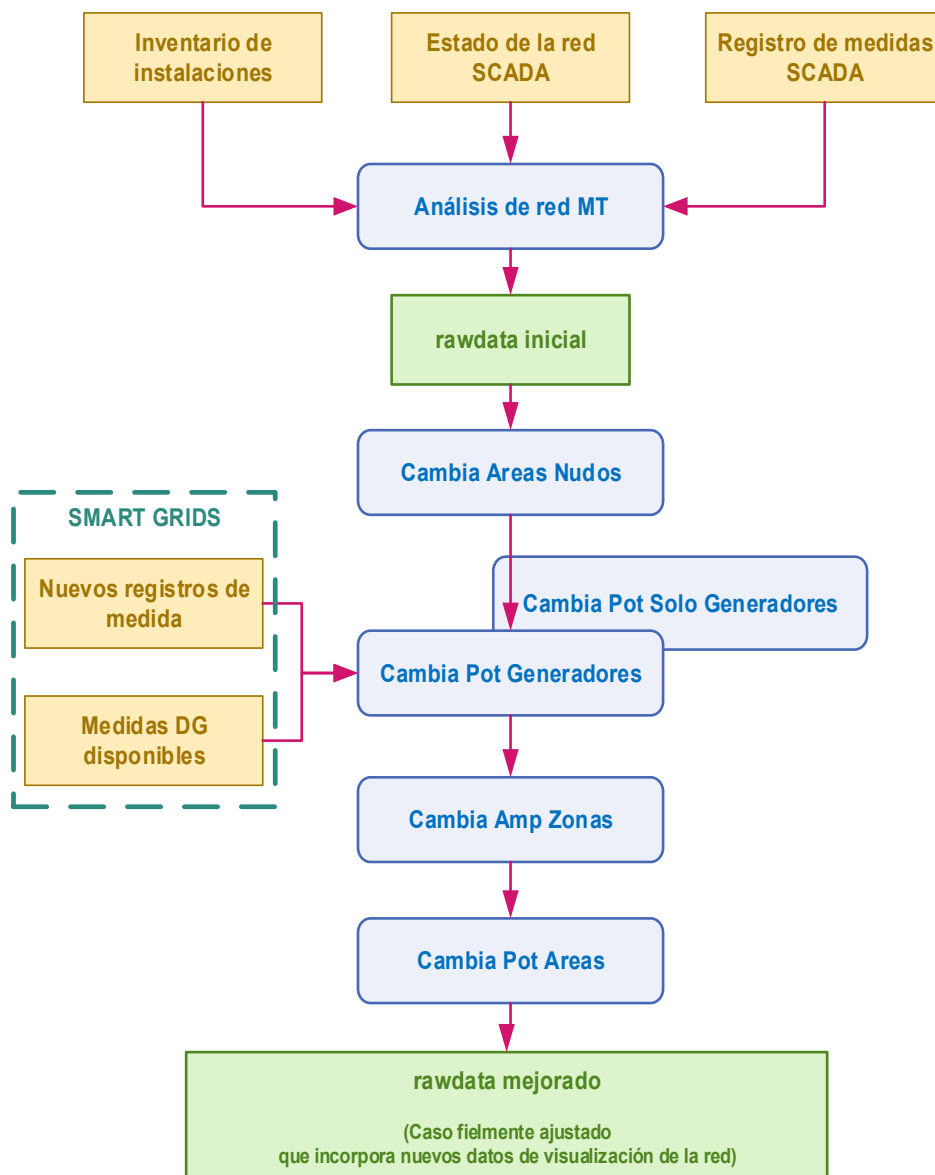


Figura A- 33: Etapas de selección y tratamiento de los datos empleados en PSS®E.

Fuente: Elaboración propia.

C. 1: Programa análisis de red MT

C.1.1: Generar fichero rawdata

Programa informático de desarrollo no comercial integrado en los sistemas corporativos del distribuidor (sistemas de control SCADA y de gestión de activos), utilizado para generar un fichero de texto formato “rawdata” interpretable por PSS®E, a partir de los datos del inventario de instalaciones de distribución eléctrica, el estado de la maniobra de red y el registro de medidas del SCADA. Este fichero reproduce el estado de la red (topología, cargas y tensiones) de un determinado momento (día y hora).

Comprueba y resuelve determinadas inconsistencias en los datos suministrados. Realiza determinadas comprobaciones lógicas e identifica discrepancias entre los datos de topología de red y determinados protocolos de operación de red radial.

En su resultado informa de las posibles inconsistencias detectadas y la corrección aplicada si las ha podido depurar. Ajusta los nudos de la red MT arborescente o radial en base a las medidas de cargas disponibles de generación y demanda.

Además, ofrece una estimación de la carga global del sistema de media tensión, a una fecha y una hora, mediante ajuste por mínimos cuadrados de la demanda en centros de transformación particulares y de distribución BT, y de la generación distribuida. Este ajuste lo calcula a nivel de línea MT y lo agregada a nivel de red MT. Esta estimación permite al planificador de red evaluar desde su experiencia la bondad del resultado “rawdata” en términos de fidelidad de la topología incorporada y de las medidas registradas.

Para cada fecha y hora identificadas en cada Caso base objeto de análisis, corresponde a toda la red MT del ámbito de estudio (RED de referencia) lo que permitirá evaluar de forma adecuada el cálculo de las PNGs en la red MT y en su transformación asociada desde MAT-AT.

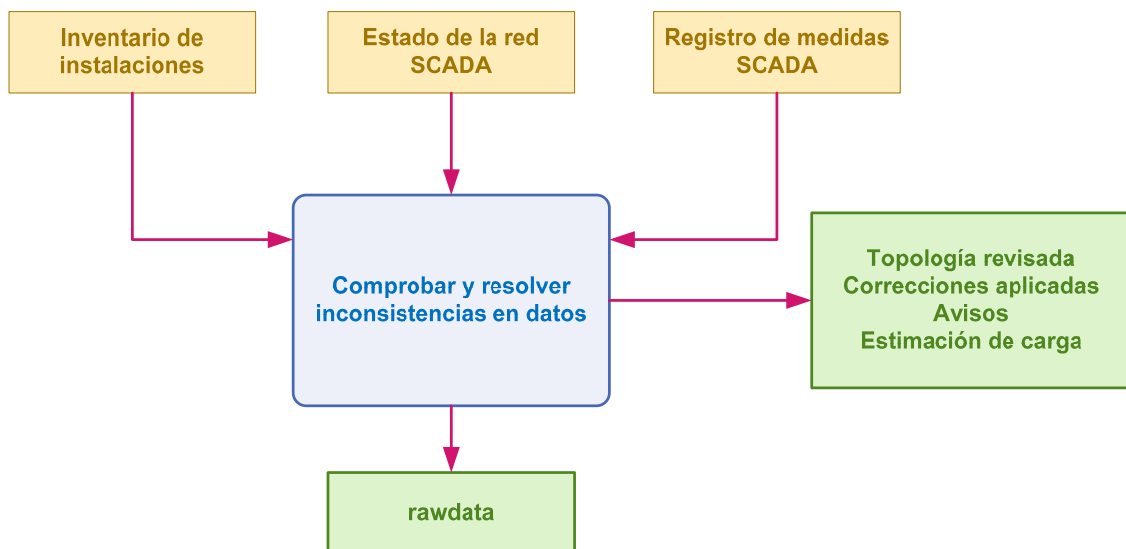


Figura A- 34: Detalle del módulo de tratamiento de datos para generar un fichero interpretable por PSS®E.

Fuente: Elaboración propia.

El rawdata resultado configura un caso base inicial que permite evaluar la PNG en redes MT radiales con apoyos desde redes colindantes. En su versión actual, al utilizar sólo las cargas de cabecera de línea MT

para estimar la generación y la demanda aguas abajo, no modeliza adecuadamente la generación distribuida. Por ello, para incorporar adecuadamente la producción eléctrica DG, y así obtener una reproducción más fiel de la realidad, es necesario un tratamiento posterior del referido caso base inicial, mediante programas en lenguaje Python para PSS®E, adecuados para cada caso y funcionalidad, que en los anexos siguientes se muestran (ver apartado C. 2:).

La tesis aprovecha los resultados del programa Análisis de red MT con los programas Python referidos para incorporar las medidas de generación distribuida disponibles y, de este modo, obtener la visualización de la red que permite el tratamiento de los nuevos datos que ofrece en la actualidad la red inteligente en despliegue.

C.1.2: Cálculo PNG

Las redes de distribución de media tensión (MT) se operan normalmente de forma radial. Sin embargo, su estructura suele diseñarse anillada para que, en caso de fallo de un elemento la carga que depende del mismo pueda ser suministrada por los alimentadores adyacentes mediante la reconfiguración de la red. Bajo esta premisa, la herramienta de reconfiguración de la red es un aspecto clave en la operación y planificación de las redes de distribución de media tensión [94].

Se entiende por potencia no garantizada (PNG) la cantidad de potencia de demanda por consumo que no es posible abastecer tras el fallo simple de un elemento de la red de distribución de media tensión como una línea, un transformador o una subestación completa, tras reconfigurar la misma para restablecer su suministro eléctrico dentro de los márgenes operativos reglamentarios.

Para el cálculo de la PNG en cada uno de los casos elaborados en la presente tesis en red mallada de alta tensión (AT) se ha empleado la funcionalidad de Análisis de contingencias, incluida en el paquete de programas PSS®E. En un sistema mallado la PNG surge directamente como consecuencia de estructuras de la red en antena con mercado afectado. De forma indirecta, con la tensión en cada nudo dentro de sus límites reglamentarios ($\pm 7\%$), las sobrecargas identificadas ante el fallo de un elemento anuncian una potencial PNG, pues dichas sobrecargas sólo pueden aliviarse mediante el trasvase de carga en MT a otras redes o sistemas colindantes que lo admitan, o bien mediante deslastres de carga (PNG).

En los casos de media tensión (operación radial) se ha utilizado para el cálculo de la PNG el algoritmo de reconfiguración de red antes referido. Este algoritmo determina de forma heurística, a partir del estado de red del caso de estudio, la configuración de red que minimiza la PNG en caso de fallo simple de una línea, un transformador o una subestación (parcial o completa) de alta a media tensión. Las restricciones que establece este algoritmo se derivan de la necesidad de mantener la estructura operativa radial de la red, y de mantener dentro de su rango admisible los límites térmicos de las líneas, la capacidad de los transformadores y las tensiones en las barras de las subestaciones. La evaluación de la PNG en MT se realiza mediante el cálculo de la PNG mínima resultante en la red MT reconfigurada tras el fallo simple de cada tramo MT; y, como caso particular de éste, el fallo de la transformación AT/MT.

El flujograma que se muestra a continuación ofrece una visión general del funcionamiento del algoritmo de reconfiguración de la red de distribución que funciona como un proceso iterativo siguiendo reglas heurísticas. En cada una de estas iteraciones, se obtiene una posible reconfiguración utilizando un apoyo principal⁷⁴ y un número indeterminado de apoyos secundarios⁷⁵ si se consideran necesarios. El proceso finaliza cuando se elimina la PNG o se agotan todos los apoyos secundarios.

⁷⁴ La red de distribución tiene una estructura en anillo, aunque se opere de forma radial. Por tanto, el modelo de la red de distribución consiste en un conjunto de subredes radiales que están interconectadas por líneas de apoyo normalmente abiertas, que únicamente se cierran en caso de reconfiguración.

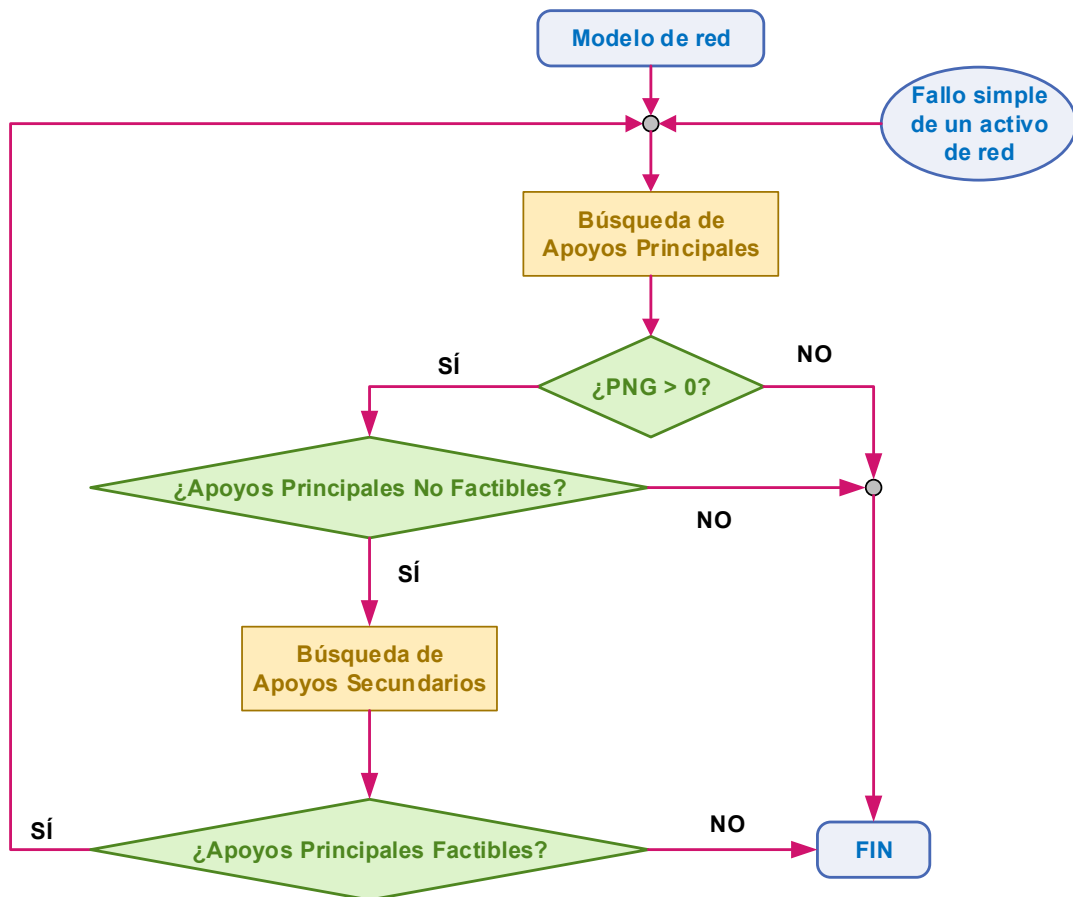


Figura A- 35: Flujograma de funcionamiento del algoritmo de reconfiguración de la red de distribución de media tensión.

Fuente: Elaborado a partir de [94].

C. 2: Programas en lenguaje Python

C.2.1: Cambia AreasNudos

Mediante esta funcionalidad se recorre toda la topología red de media tensión desde sus fuentes de tensión o nudos swing (transformaciones a MT). Para cada nudo se establece su correspondencia con una zona (línea) y un área (transformación a MT).

Un **apoyo principal** es un segmento de una determinada subred que se encuentra conectad a otro segmento ubicado en la subred en fallo simple mediante una línea de apoyo normalmente abierta. Se utiliza para transferir carga de la red que ha fallado a las redes adyacentes.

⁷⁵ Los **apoyos secundarios** son segmentos que pueden emplearse como soporte para resolver congestiones virtuales de la red y, por tanto, hacer factible o viable un apoyo principal que inicialmente podía haber sido considerado como no factible, al incumplirse en el flujo de cargas los límites térmicos o tensiones admisibles.

Durante el proceso de reconfiguración, al seleccionar un determinado apoyo principal puede sobrepasarse la capacidad o el límite térmico de una línea o un transformador perteneciente a la subred adyacente a la que presenta el fallo simple en evaluación. De este modo, el apoyo principal se considera no factible y la violación de estos límites se conoce como congestión virtual de la red.

En este proceso, informa de determinadas inconsistencias detectadas por resultar incompatibles con una red de operación radial, aunque anillada. Por ejemplo, dentro de cada área detecta acoplamiento entre líneas; comprueba que cada área tenga un solo nudo swing para evitar acoplamiento entre transformadores; que no existan bucles en ninguna línea; que las líneas unen nudos con la misma tensión nominal, etc. En todos estos supuestos corrige e informa, o bien propone actuación.

Valida la bondad o coherencia topológica del rawdata facilitado, y permite incorporar nuevas infraestructuras de red y/o modificar la maniobra de red, regenerando de forma coherente zonas y áreas.

La necesidad de esta funcionalidad tiene su origen en que el PSS®E no está pensado para redes en explotación radial (MT) sino mallada (MAT y AT). Este programa Phyton permite convertir, de forma coherente, áreas y zonas en transformadores y líneas, que se operan bajo el esquema de red radial con capacidad de apoyo desde líneas adyacentes en determinados puntos.

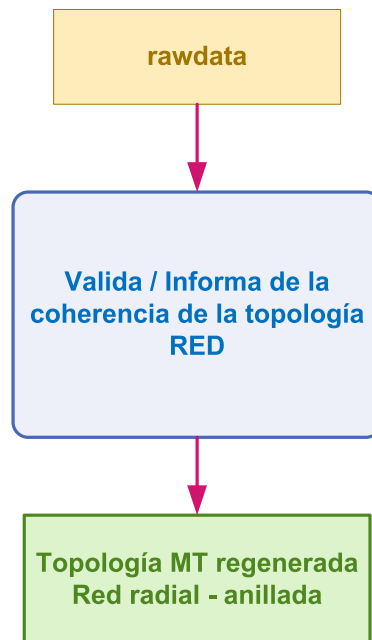


Figura A- 36: Detalle del módulo de tratamiento de datos "Cambia AreasNudos" empleado en PSS®E.

Fuente: Elaboración propia.

Programa CambiaAreasNudos

```

#-*- coding: cp1252 -*-#
# mainRutina.py
#
import sys
import os
import psspy
import math

print '\nInicio del programa CambiaAreasNudos'
  
```

```
print 'Este programa cambia el numero de área y zona de los nudos para hacerlas coincidir con las del  
nudo swing y LMT asociada'  
print 'Tambien cambia el numero de area y zona de las cargas para hacerlas coincidir con la de los nudos  
donde se conectan'
```

```
# Ultima edicion 10-04-2014
```

```
def preal(vreal,ndec):
```

```
    v1=str(int(vreal+0.5)) if (ndec==0) else  
str(float(int(vreal*(10**ndec)+0.5))/(10**ndec))  
    v1=v1.replace(".",",")  
return v1
```

```
# LECTURA DATOS NUDOS
```

```
def lectura_nudos(sid):
```

```
    global nnudos # numero de nudos  
    global n_nudo # numero PSS®E del nudo i  
    global n_nudoi # numero interno del nudo i  
    global n_tipo # type del nudo i  
    global n_area # numero de area del nudo i  
    global n_zona # numero de zona del nudo i  
    global n_owner # owner del nudo i  
    global n_nombre # nombre del nudo i  
    global n_vbase # tension base del nudo i  
    global n_kv # tension en kv del nudo i  
    ierr, idata = psspy.abusint(sid, 2, ['NUMBER','TYPE','AREA','ZONE','OWNER'])  
    if ierr:  
        print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API
```

```
abusint (ver manual API.pdf)' % ierr
```

```
    nnudos=len(idata[0])  
    n_nudo={}  
    n_nudoi={}  
    n_tipo={}  
    n_area={}  
    n_zona={}  
    n_owner={}  
    for k in range(0,nnudos):
```

```
        n_nudo[k]=idata[0][k]  
        n_nudoi[n_nudo[k]]=k  
        n_tipo[k]=idata[1][k]  
        n_area[k]=idata[2][k]  
        n_zona[k]=idata[3][k]  
        n_owner[k]=idata[4][k]
```

```
    ierr, idata = psspy.abuschar(sid, 2, ['NAME'])
```

```
    if ierr:
```

```
        print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API
```

```
abuschar (ver manual API.pdf)' % ierr
```

```
    n_nombre={}  
    for k in range(0,nnudos):
```

```
        n_nombre[k]=idata[0][k]
```

```

ierr, idata = psspy.abusreal(sid, 2, ['BASE','KV'])
if ierr:
    print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API
abusreal (ver manual API.pdf)' % ierr
    n_vbase={}
    n_kv={}
    for k in range(0,nnudos):
        n_vbase[k]=idata[0][k]
        n_kv[k]=idata[1][k]
    print 'Leidos',nnudos,'nudos'

# LECTURA DATOS RAMAS
def lectura_ramas(sid):
    global nramas
    global r_from
    global r_to
    global r_status
    global r_ratea
    global r_longitud
    global r_fract1
    global r_fract2
    global r_impedancia
    global r_amps
    global r_p
    global r_q
    global r_pctratea
    global r_ploss
    ierr, idata = psspy.abrnint(sid, 1, 1, 4,
1,['FROMNUMBER','TONUMBER','STATUS'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura ramas.Codigo error = %d de la rutina API
abrnint (ver manual API.pdf)' % ierr
        nramas=len(idata[0])
        r_from={}
        r_to={}
        r_status={}
        for k in range(0,nramas):
            r_from[k]=idata[0][k]
            r_to[k]=idata[1][k]
            r_status[k]=idata[2][k]
        ierr, idata = psspy.abrnreal(sid, 1, 1, 4, 1,
['RATEA','LENGTH','FRACT1','FRACT2','AMPS','PCTRATEA','P','Q','PLOSS'])
        if ierr:
            print 'Error en lectura ramas.Codigo error = %d de la rutina API
abrnreal (ver manual API.pdf)' % ierr
            r_ratea={}
            r_longitud={}
            r_fract1={}
            r_fract2={}
            r_amps={}

```

```
r_pctratea={}
r_p={}
r_q={}
r_ploss={}
for k in range(0,nramas):
    r_ratea[k]=idata[0][k]
    r_longitud[k]=1000.0*idata[1][k]
    r_fract1[k]=idata[2][k]
    r_fract2[k]=idata[3][k]
    r_amps[k]=idata[4][k]
    r_pctratea[k]=idata[5][k]
    r_p[k]=1000.0*idata[6][k]
    r_q[k]=1000.0*idata[7][k]
    r_ploss[k]=1000.0*idata[8][k]
r_impedancia={}
ierr, idata = psspy.abrncplx(sid, 1, 1, 4, 1, 'RX')
if ierr:
    print 'Error en lectura ramas.Codigo error = %d de la rutina API
abrncplx (ver manual API.pdf)' % ierr
for k in range(0,nramas):
    r_impedancia[k]=idata[0][k]
print 'Leidas',nramas,'ramas'

# LECTURA DATOS AREAS
def lectura_areas(sid):
    global nareas
    global a_nombre
    global a_numero
    global a_numeroi
    ierr, idata = psspy.aareachar(sid, 2, ['AREANAME'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura areas.Codigo error = %d de la rutina API
aareachar (ver manual API.pdf)' % ierr
    a_nombre={}
    nareas=len(idata[0])
    for k in range(0,nareas):
        a_nombre[k]=idata[0][k]
    ierr, idata = psspy.aareaint(sid, 2, ['NUMBER'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura areas.Codigo error = %d de la rutina API
aareaint (ver manual API.pdf)' % ierr
    a_numero={}
    a_numeroi={}
    for k in range(0,nareas):
        a_numero[k]=idata[0][k]
        a_numeroi[a_numero[k]]=k
    print 'Leidas',nareas,'areas'

# LECTURA DATOS DE ZONAS
def lectura_zonas(sid):
```



```

global nzonas
global z_nombre
global z_numero
global z_numeroi
ierr, idata = psspy.azonechar(sid, 2, ['ZONENAME'])
if ierr:
    print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API
azonechar (ver manual API.pdf)' % ierr
    z_nombre={}
    nzonas=len(idata[0])
    for k in range(0,nzonas):
        z_nombre[k]=idata[0][k]
    ierr, idata = psspy.azoneint(sid, 2, ['NUMBER'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API
azoneint (ver manual API.pdf)' % ierr
        z_numero={}
        z_numeroi={}
        for k in range(0,nzonas):
            z_numero[k]=idata[0][k]
            z_numeroi[z_numero[k]]=k
        print 'Leidas',nzonas,'zonas'

#
=====
=====

# En lo sucesivo, leemos los datos red del PSS®E para toda la red (no por subsistema)
sid=-1

lectura_nudos(sid)
lectura_ramas(sid)
lectura_areas(sid)
lectura_zonas(sid)

a_swing = {}
a_nswing = {}
for k in range(0,nareas):
    a_swing[k]=0
    a_nswing[k]=0

n_activo={}
n_areanueva={}
n_zonanueva={}
for k in range(0,nnudos):
    n_activo[k]=0
    n_areanueva[k]=0
    n_zonanueva[k]=0
    if n_tipo[k]==3: # si es un nudo swing lo energizo y pongo area2 y zona2 igual al area y zona del
nudo

```

```
n_activo[k]=1
n_areanueva[k]=n_area[k]
n_zonanueva[k]=n_zona[k]
n=a_numeroi[n_area[k]]
a_swing[n]=k
a_nswing[n]=a_nswing[n]+1

r_estado2={}
r_activa={}
for k in range(0,nramas):
    r_estado2[k]=r_status[k]
    r_activa[k]=0

# EVALUACION DE LA TOPOLOGIA
print '\n'
ncambios=1
errores=0
advertencias=0
print 'Evaluando topologia de la red'
#print '=====
while ncambios>0:
    ncambios=0
    for k in range(0,nramas):
        if (r_activa[k]==0) and (r_estado2[k] == 1):
            # Procesa solo las ramas en servicio que no he energizado hasta ahora
            i=n_nudoi[r_from[k]]
            j=n_nudoi[r_to[k]]
            if n_activo[i] == n_activo[j]:
                if n_activo[i] == 1: # Si ambos nudos estan activos entonces hay un
                    acoplamiento o un bucle
                        r_estado2[k]=0 # En los acoplamientos pongo la linea fuera
                            de servicio
                                if n_areanueva[i] != n_areanueva[j]: # Si las areas no son
                                    iguales entonces dar error por acoplamiento entre trafos
                                        errores=errores+1
                                            print 'Error: acoplados trafos ST ', "%6d" %
n_areanueva[i], "-", a_nombre[a_numeroi[n_areanueva[i]]], " ", "%6d" %
n_zonanueva[i], "-", z_nombre[z_numeroi[n_zonanueva[i]]], ' con ', "%6d" %
n_areanueva[j], "-", a_nombre[a_numeroi[n_areanueva[j]]], " ", "%6d" %
n_zonanueva[j], "-", z_nombre[z_numeroi[n_zonanueva[j]]], '. Detectado al procesar
la rama ', "%6d" % n_nudo[i], "-", n_nombre[i], " ", "%6d" %
n_nudo[j], "-", n_nombre[j], ""
                elif n_zonanueva[i] != n_zonanueva[j]: # Si las areas son iguales pero las zonas no son iguales,
                    dar error por acoplamiento de lineas
                        errores=errores+1
                            print 'Error: acopladas LMTs ', "%6d" %
n_zonanueva[i], "-", z_nombre[z_numeroi[n_zonanueva[i]]], " y ", "%6d" %
n_zonanueva[j], "-", z_nombre[z_numeroi[n_zonanueva[j]]], " del area ", "%6d" %
n_areanueva[i], "-", a_nombre[a_numeroi[n_areanueva[i]]], ". Detectado al
procesar la rama ', "%6d" % n_nudo[i], "-", n_nombre[i], " ", "%6d" %
n_nudo[j], "-", n_nombre[j], ""
```

```

else: # Si las areas y las zonas son iguales, dar advertencia por bucle en linea
    advertencias=advertencias+1
    print 'Advertencia: bucle en LMT ', "%6d" %
n_areanueva[i], "-", a_nombre[a_numero[n_areanueva[i]]], "", "%6d" %
n_zonanueva[j], "-", z_nombre[z_numero[n_zonanueva[i]]], ". Detectado al
procesar la rama ", "%6d" % n_nudo[i], "-", n_nombre[i], "", "%6d" %
n_nudo[j], "-", n_nombre[j], ""
    else:
        ncambios=ncambios+1
        r_activa[k]=1 # Un nudo de la rama esta activo y el otro inactivo. Activo nudo y rama y progreso
        el area
        if n_activo[i] == 1:
            n_activo[j]=1
            n_areanueva[j]=n_areanueva[i]
            if z_nombre[z_numero[n_zonanueva[i]]].rstrip()!='SIN LINEA': # si la zona del nudo
            energizador es una linea, cambio la zona
                n_zonanueva[j]=n_zonanueva[i]
            else:
                if z_nombre[z_numero[n_zona[j]]].rstrip()=='SIN LINEA':
# si la zona del nudo energizador no es una linea
                    n_zonanueva[j]=n_zonanueva[i]
#y la del nudo energizado tampoco, cambio la zona
                else:
                    n_zonanueva[j]=n_zona[j]
#si la zona del nudo energizador no es una linea y la del energizado si, no cambio la zona
                if n_tipo[j] == 4:
                    errores=errores+1
                    print 'Error: nudo ', "%6d" %
n_nudo[j], "-", n_nombre[j], ", area=", a_nombre[a_numero[n_areanueva[j]]], "",
zona=", z_nombre[z_numero[n_zonanueva[j]]], "" esta conectado y tiene type=4'
                    n_tipo[j]=1
# print ' energizo ', nudo[i], ' ---> ', nudo[j]
                else:
                    n_activo[i]=1
                    n_areanueva[i]=n_areanueva[j]
                    if z_nombre[z_numero[n_zonanueva[j]]].rstrip()!='SIN
LINEA':
                        n_zonanueva[i]=n_zonanueva[j]
                    else:
                        if z_nombre[z_numero[n_zona[i]]].rstrip()=='SIN LINEA':
                            n_zonanueva[i]=n_zonanueva[j]
                        else:
                            n_zonanueva[i]=n_zona[i]
                    if n_tipo[i]==4:
                        errores=errores+1
                        print 'Error: nudo ', "%6d" %
n_nudo[i], "-", n_nombre[i], ",
area=", a_nombre[a_numero[n_areanueva[i]]], "",
zona=", z_nombre[z_numero[n_zonanueva[i]]], "" esta conectado y tiene
type=4'

```

```
        n_tipo[i]=1
# print ' energizo ',nudo[j], ' ---> ',nudo[i]
        if (n_vbase[i] != n_vbase[j]) and (n_vbase[i] < 35.0) and (n_vbase[i] > 3.0) and
(n_vbase[j] < 35.0) and (n_vbase[j] > 3.0):
            print 'Advertencia: nudos ', "%6d" %
n_nudo[i],'-"',n_nombre[i],"' ', "%6d" % n_nudo[j], ' "',n_nombre[j],"'",
area="'",a_nombre[a_numeroi[n_areanueva[i]]],"'",
zona="'",z_nombre[z_numeroi[n_zonanueva[i]]],"' conectados con tensiones
base
diferentes: ', "%6.1f" % n_vbase[i], ' y ', "%6.1f" % n_vbase[j], ' kV'
advertencias=advertencias+1

# print 'Ncambios=',ncambios

# LECTURA DE DATOS DE CARGAS
# variables enteras
ierr, idata = psspy.alodbusint(sid,4,['NUMBER','TYPE','STATUS','AREA','ZONE'])
if ierr:
    print 'Error en lectura cargas.Codigo error = %d de la rutina API
alodbusint (ver manual API.pdf)' % ierr
nload=len(idata[0])
l_nudo={}
l_nudoi={}
l_type={}
l_status={}
l_area={}
l_zona={}
for k in range(0,nload):
    l_nudo[k]=idata[0][k]
    l_nudoi[l_nudo[k]]=k
    l_type[k]=idata[1][k]
    l_status[k]=idata[2][k]
    l_area[k]=idata[3][k]
    l_zona[k]=idata[4][k]

# CHEQUEO DE NUDOS DESCONECTADOS CON TIPO <> 4 (NO AISLADOS) O SWING CON ZONA
DIFERENTE A 'SIN LINEA'
for k in range(0,nnudos):
    if (n_activo[k] == 0) and (n_tipo[k] != 4):
        errores=errores+1
        print 'Error: nudo ',n_nudo[k],'-"',n_nombre[k],"' esta desconectado y tiene
type=',n_tipo[k]
    if (n_tipo[k] == 3) and (z_nombre[z_numeroi[n_zona[k]]].rstrip()!='SIN LINEA'):
advertencias=advertencias+1
    print 'Advertencia: nudo swing ', "%6d" % n_nudo[k], ' "',n_nombre[k],"'tiene zona ', "%6d" %
n_zona[k], ' "',z_nombre[z_numeroi[n_zona[k]]],"' diferente a "SIN LINEA"'

# CHEQUEO CARGAS EN ZONA 'SIN LINEA'
for k in range(0,nload):
    i=n_nudoi[l_nudo[k]]
    if (n_activo[i] == 1) and (z_nombre[z_numeroi[n_zona[i]]].rstrip()=='SIN LINEA'):
```

```

advertencias=advertencias+1
print 'Advertencia: nudo ', "%6d" % n_nudo[i], ' ', n_nombre[i], " tiene carga y esta en el
area=',a_nombre[a_numeroi[n_area[i]]], ' y zona=', "%6d" % n_zona[i], '
"',z_nombre[z_numeroi[n_zona[i]]], ""

# CHEQUEO DE CADA AREA SOLO TENGA UN NUDO SWING
for k in range(0,nareas):
    if a_nswing[k] != 1:
        if a_nswing[k] == 0:
            advertencias=advertencias+1
            print 'Advertencia: area ', "%6d" % a_numero[k], ' ', a_nombre[k], "sin nudo
            swing'
        else:
            errores=errores+1
            print 'Error: area ', "%6d" % a_numero[k], ' ', a_nombre[k], " tiene
            ',a_nswing[k], ' nudos swing'

# CHEQUEO DE QUE EXISTAN RAMAS ON STATUS=1 AISLADAS
for k in range(0,nramas):
    if (r_activa[k] == 1) and (r_status[k] == 0):
        errores=errores+1
        i=n_nudoi[r_from[k]]
        j=n_nudoi[r_to[k]]
        print 'Error: rama ', "%6d" % r_from[k], ' ', n_nombre[i], " ', "%6d" % r_to[k], '
        "',n_nombre[j], " esta aislada y tiene status=1'

# GRABO RESULTADOS EN EL CASO EXISTENTE EN MEMORIA
print '=====
if errores>0:
    print 'Hay ', errores, ' error(es). Corrijalos y reanude el proceso'
else:

# CAMBIO LAS AREAS/ZONAS DE LOS NUDOS CONFORME A SU TOPOLOGIA Y SUS CARGAS A
ELLOS CONECTADAS
print '\n'
intgar = {}
realar = {}
n_areascambiadas=0
n_zonascambiadas=0
c_areascambiadas=0
c_zonascambiadas=0
identificador=['1 ', '2 ', '3 ']
for k in range(0,nnudos):
    if n_tipo[k] != 4:
        cambia=0
        if n_area[k] != n_areanueva[k]:
            cambia=1
            n_areascambiadas=n_areascambiadas+1
            print '===== Se cambia el area del nudo ', "%6d" % n_nudo[k], '-
            "',n_nombre[k], " de ', "%6d" % n_area[k], '-

```

```

    ",a_nombre[a_numeroi[n_area[k]]]," a ','"%6d" % n_areanueva[k],'-
    ",a_nombre[a_numeroi[n_areanueva[k]]]," if n_zona[k] !=
    n_zonanueva[k]:
    cambia=1
    n_zonascambiadas=n_zonascambiadas+1
    print '==== Se cambia la zona del nudo ','"%6d" % n_nudo[k],'-
    ",n_nombre[k]," de ','"%6d" % n_zona[k],'-
    ",z_nombre[z_numeroi[n_zona[k]]]," a ','"%6d" % n_zonanueva[k],'-
    ",z_nombre[z_numeroi[n_zonanueva[k]]],"
if cambia == 1:
    ierr, rval = psspy.busdat(n_nudo[k], 'BASE')
    realar[1]=rval
    ierr, rval = psspy.busdat(n_nudo[k], 'PU')
    realar[2]=rval
    ierr, rval = psspy.busdat(n_nudo[k], 'ANGLE')
    realar[3]=rval*180/3.1415926535898
    intgar[1]=n_tipo[k]
    intgar[2]=n_areanueva[k]
    intgar[3]=n_zonanueva[k]
    intgar[4]=n_owner[k]
    inudo=n_nudo[k]
    inombre=n_nombre[k]
    ierr = psspy.progress_output(6)
    ierr = psspy.bus_data_2(inudo,
    (intgar[1],intgar[2],intgar[3],intgar[4]),(realar[1],realar[2],realar[3]),in
    ombre)
    ierr = psspy.progress_output(1)
    if ierr:
        print 'Error en escritura areas. Codigo error = %d de larutina
        API bus_data_2 (ver manual API.pdf)' % ierr
try:
    i=_nudo[n_nudo[k]] # si no da error es que el nudo n_nudo[k] tiene
    carga, y entonces sigo con el tratamiento de cargas
    for i in range(0,len(identificador)):
        cambia=0
        ierr, areaantigua =
        psspy.lodint(n_nudo[k],identificador[i], 'AREA')
        if ierr == 0:
            if areaantigua != n_areanueva[k]:
                cambia=1
                c_areascambiadas=c_areascambiadas+1
                print '==== Se cambia el area de la
                carga Id="',identificador[i]," del nudo
                ','"%6d" % n_nudo[k],'-",n_nombre[k]," de
                ','"%6d" % areaantigua,'-
                ",a_nombre[a_numeroi[areaantigua]]," a
                ','"%6d" % n_areanueva[k],'-
                ",a_nombre[a_numeroi[n_areanueva[k]]],"
                "

```

```

        ierror,          zonaantigua          =
        psspy.lodint(n_nudo[k],identificador[i], 'ZO
        NE')
    if zonaantigua != n_zonanueva[k]:
        cambia=1
        c_zonascambiadas=c_zonascambiadas+1
        print '==== Se cambia la zona de la carga
        Id="',identificador[i],'" del nudo ', "%6d" % n_nudo[k],'-
        "',n_nombre[k],'" de
        ', "%6d" %          zonaantigua, '-
        "',z_nombre[z_numeroi[zonaantigua]]," a ', "%6d" %
        n_zonanueva[k], '-
        "',z_nombre[z_numeroi[n_zonanueva[k]]],'"
    if cambia == 1:
        ierror, istatus =
        psspy.lodint(n_nudo[k],identificador[i], 'STATUS')
        ierror, iowner =
        psspy.lodint(n_nudo[k],identificador[i], 'OWNER')
        ierror, mvacarga =
        psspy.loddt2(n_nudo[k],identificador[i], 'MVA', 'ACT')
        ierr = psspy.progress_output(6)
        ierror = psspy.load_data(n_nudo[k],identificador[i],
        (istatus,n_areanueva[k],n_zonanueva[k],iowner), [mvacarga.
        real, mvacarga.imag, 0, 0,
        0, 0])
        ierr = psspy.progress_output(1)
    if ierror:
        print 'Error en escritura cargas.Codigo error =
        %d de la rutina API load_data (ver manual API.pdf)' % ierr
        elif (ierr == 1) | (ierr == 5):
        print 'Error en lectura cargas. Codigo error = %d de la
        rutina API lodint (ver manual API.pdf)' % ierr
        except:
        i=1 # si da error es que el nudo
        n_nudo[k] no tiene carga y entonces no hago nada

if (advertencias > 0):
    print '\nHay',advertencias,'advertencia(s). Si es necesario, ejecute de nuevo el
    programa para identificarlas fácilmente'
    print '\nSe han cambiado de area',n_areascambiadas,'nudos
    y',c_areascambiadas,'cargas'
    print 'Se han cambiado de zona',n_zonascambiadas,'nudos
    y',c_zonascambiadas,'cargas'
    print '\nFin de CambiaAreasNudos.'

```

C.2.2: Cambia PotGeneradores

A partir del rawdata obtenido con el programa Análisis de red MT y ajustado - validado con el programa Phytion CambiaAreasNudos, este programa identifica los generadores activos en el mismo para incorporar sus registros de medida.

Para cada generador identificado incorpora la medida registrada en la base de datos correspondiente (Remed) si dispone de ella. Es decir, corrige el rawdata si tiene una medida registrada de la producción DG. Su resultado permite contrastar la realidad conocida por el planificador desde distintas fuentes de información. Esta funcionalidad resulta imprescindible para el correcto modelado de la DG en la red objeto de análisis y estudio.

La complejidad de este tratamiento se debe a la diversidad de fuentes de información de los datos (identificación instalaciones, registro medidas...) no necesariamente unificadas o consistentes debido a su origen y/o su evolución en el tiempo de acuerdo con las necesidades operativas y regulatorias del agente distribuidor. Este programa aporta consistencia a la información disponible de las producciones DG y, por ello, representa una mejora importante sobre el rawdata inicial pues incorpora de modo coherente sobre el mismo los registros de las medidas disponibles de las generaciones DG.

En los Casos base elaborados o contruidos resulta determinante el haber incorporado correctamente las medidas de generación DG, pues el modelo de la tesis se estructura a partir de identificar interconexiones con comportamiento radial respecto a su nivel superior en donde existe una medida fiable. Por diferencia con la producción DG se obtiene una adecuada visualización de la demanda efectiva (oculta por la DG) de forma más efectiva que mediante las alternativas de recopilar todas las medidas de demanda, en la actualidad no disponibles, o bien su estimación, desde un comportamiento de demanda agregada, o de producción DG de origen solar (sin medida disponible), que resulta más predecible o fácil de modelar.

En líneas con consumo diversificado (industrial/servicios y residencial) es difícil identificar un patrón de comportamiento. Por ello, en el programa Análisis de red MT se adopta el criterio de repartir los flujos de demanda en base a la potencia contratada o instalada en los centros de transformación particular (CTCs) o de distribución BT (CTDs), respectivamente.

Tras incorporar los valores de las medidas de generación, este programa incorpora además una estimación para las producciones DG de origen solar sin medida disponible, mediante la aplicación del factor de funcionamiento para un perfil horario de una instalación fotovoltaica sobre la potencia instalada, en función del mes, hora del día y zona solar (RD 413/2014, [118]).

A continuación el programa incorpora la funcionalidad del programa Phyton CambiaAmpZonas (Anexo C.2.4) para ajustar la demanda de línea MT y mantener inalterada el registro de su medida en cabecera, que se considera fiable y que se encuentra incorporado en el rawdata inicial, en base al criterio de la potencia contratada (CTCs) o instalada (CTDs).

Programa CambiaPotGeneradores

```
# -*- coding: cp1252 -*-#
# mainRutina.py
#
import sys
import os
import psspy
import math

# Ultima edicion 20-6-2014

def preal(vreal,ndec):
    v1=str(int(vreal+0.5)) if (ndec==0) else
```



```

str(float(int(vreal*(10**ndec)+0.5))/(10**ndec))
    v1=v1.replace(".",",")
    return v1

# LEEMOS NUDOS DEL CASO EN MEMORIA
def lectura_nudos(sid):
    global nnudos # numero de nudos
    global n_nudo # numero PSS®E del nudo i
    global n_nudoi # numero interno del nudo i
    global n_tipo # type del nudo i
    global n_area # numero de area del nudo i
    global n_zona # numero de zona del nudo i
    global n_owner # owner del nudo i
    global n_nombre # nombre del nudo i
    global n_vbase # tension base del nudo i
    global n_kv # tension en kv del nudo i
    ierr, idata = psspy.abusint(sid, 2, ['NUMBER','TYPE','AREA','ZONE','OWNER'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API abusint (ver manual
API.pdf)' % ierr
    nnudos=len(idata[0])
    n_nudo={}
    n_nudoi={}
    n_tipo={}
    n_area={}
    n_zona={}
    n_owner={}
    for k in range(0,nnudos):
        n_nudo[k]=idata[0][k]
        n_nudoi[n_nudo[k]]=k
        n_tipo[k]=idata[1][k]
        n_area[k]=idata[2][k]
        n_zona[k]=idata[3][k]
        n_owner[k]=idata[4][k]
    ierr, idata = psspy.abuschar(sid, 2, ['NAME'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API abuschar (ver manual API.pdf)'
% ierr
    n_nombre={}
    for k in range(0,nnudos):
        n_nombre[k]=idata[0][k]
    ierr, idata = psspy.abusreal(sid, 2, ['BASE','KV'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API abusreal (ver manual
API.pdf)' % ierr
    n_vbase={}
    n_kv={}
    for k in range(0,nnudos):
        n_vbase[k]=idata[0][k]
        n_kv[k]=idata[1][k]

```

```
print 'Leidos',nnudos,'nudos'# datos enteros de nudos

# LECTURA DATOS AREAS
def lectura_areas(sid):
    global nareas
    global a_nombre
    global a_numero
    global a_numeroi
    ierr, idata = psspy.aareachar(sid, 2, ['AREANAME'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura areas.Codigo error = %d de la rutina API aareachar (ver manual
API.pdf)' % ierr
    a_nombre={}
    nareas=len(idata[0])
    for k in range(0,nareas):
        a_nombre[k]=idata[0][k]
    ierr, idata = psspy.aareaint(sid, 2, ['NUMBER'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura areas.Codigo error = %d de la rutina API aareaint (ver manual
API.pdf)' % ierr
    a_numero={}
    a_numeroi={}
    for k in range(0,nareas):
        a_numero[k]=idata[0][k]
        a_numeroi[a_numero[k]]=k
    print 'Leidas',nareas,'areas'

# LECTURA DATOS DE ZONAS
def lectura_zonas(sid):
    global nzonas
    global z_nombre
    global z_numero
    global z_numeroi
    global z_pload
    global z_qload
    global z_pgen
    global z_qgen
    global z_ploss
    global z_qloss
    ierr, idata = psspy.azonechar(sid, 2, ['ZONENAME'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API azonechar (ver manual
API.pdf)' % ierr
    z_nombre={}
    nzonas=len(idata[0])
    for k in range(0,nzonas):
        z_nombre[k]=idata[0][k]
    ierr, idata = psspy.azoneint(sid, 2, ['NUMBER'])
    if ierr:
```

```

        print 'Error en lectura zonas. Codigo error = %d de la rutina API azoneint (ver manual
API.pdf)' % ierr
z_numero={}
z_numeroi={}
for k in range(0,nzonas):
    z_numero[k]=idata[0][k]
    z_numeroi[z_numero[k]]=k
ierr, idata = psspy.azonereal(sid, 2, ['PLOAD','QLOAD','PGEN','QGEN','PLOSS','QLOSS'])
if ierr:
print 'Error en lectura zonas. Codigo error = %d de la rutina API azonereal (ver manual API.pdf)'
% ierr
z_pload={}
z_qload={}
z_pgen={}
z_qgen={}
z_ploss={}
z_qloss={}
for k in range(0,nzonas):
    z_pload[k]=1000.0*idata[0][k]
    z_qload[k]=1000.0*idata[1][k]
    z_pgen[k]=1000.0*idata[2][k]
    z_qgen[k]=1000.0*idata[3][k]
    z_ploss[k]=1000.0*idata[4][k]
    z_qloss[k]=1000.0*idata[5][k]
print 'Leidas',nzonas,'zonas'

# LECTURA DATOS MAQUINAS
def lectura_maquinas(sid):
    global nmaquinas
    global m_nudo
    global m_nudoi
    global m_nombre
    global m_id
    global m_status
    global m_own1
    global m_pgen
    global m_pmax
    ierr, idata = psspy.amachchar(sid, 4, ['EXNAME','ID'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API amachchar (ver
manual API.pdf)' % ierr
nmaquinas=len(idata[0])
m_nombre={}
m_id={}
for k in range(0,nmaquinas):
    m_nombre[k]=idata[0][k]
    m_id[k]=idata[1][k]
ierr, idata = psspy.amachreal(sid, 4, ['PGEN','PMAX'])
if ierr:

```

```
        print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API amachreal (ver
        manual API.pdf)' % ierr
    m_pgen = {}
    m_pmax = {}
    for k in range(0,nmaquinas):
        m_pgen[k]=1000.0*idata[0][k]
        m_pmax[k]=1000.0*idata[1][k]
    ierr, idata = psspy.amachint(sid, 4, ['NUMBER','STATUS','OWN1'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API amachrint (ver
        manual API.pdf)' % ierr
    m_nudo = {}
    m_nudoi={}
    m_status = {}
    m_own1={}
    for k in range(0,nmaquinas):
        m_nudo[k]=idata[0][k]
        m_nudoi[m_nudo[k]]=k
        m_status[k]=idata[1][k]
        m_own1[k]=idata[2][k]
    print 'Leidas',nmaquinas,'maquinas'
```

En lo sucesivo, leemos los datos red del PSS®E para toda la red (no por subsistema)

```
sid=-1
```

ierr = psspy.progress_output(6)
ierr=psspy.fnsi([0,0,0,0,0,0,0])
ierr = psspy.progress_output(1)

```
lectura_nudos(sid)
lectura_areas(sid)
lectura_zonas(sid)
lectura_maquinas(sid)
```

#lectura codigo instalacion usuario del fichero raw

```
rawPSSE=raw_input('Nombre fichero raw PSSE donde leer codigos de instalacion de
usuario SIGRID')
fichero = open(rawPSSE+'.raw',"r")
fichero.readline()
fichero.readline()
fichero.readline()
r_ciusuario={}
r_sigrid={}
r_nudo={}
for linea in fichero:
    if linea[0:7]=='0 / end':
        break
    idata=linea.split(' ')
    bus=int(idata[0].rstrip())
    if bus in m_nudoi:
```

```

        i=idata.index('C_I_Usuario:')
        ciusuario=idata[i+1].rstrip()
        r_ciusuario[bus]=ciusuario
        r_nudo[ciusuario]=bus
        i1=linea.find('/',25)
        i2=linea.find('cod_nudo:')
        r_sigrid[bus]=linea[i1+2:i2-1]
# print bus,r_ciusuario[bus],r_sigrid[bus] print '\nLeidos codigos usuarios de generadores SIGRID en el
archivo raw'
fichero.close()

#lectura fichero xref_gen.csv de conectividad generadores sigrid-badame
# formato: c_instal_usuario;nombrebadame;pinstal_sigrid;tecnologia;nudoPSSE
print '\n\n'
fichero=open('XREF_GEN.csv',"r")
fichero.readline()
x_badame={}
x_sigrid={}
x_pinstal={}
x_tecnol={}
nxref=0
for linea in fichero:
    ierr=1
    idata=linea.split(';')
    ciusuario=idata[1].rstrip()
    if ciusuario in r_nudo:
        bus=r_nudo[ciusuario]
        nxref=nxref+1
        x_sigrid[bus]=idata[4]
        x_pinstal[bus]=float(idata[5].replace(',','.'))
        x_tecnol[bus]=idata[8]
        x_badame[bus]=idata[9].rstrip()
print 'Leidos',nxref,'generadores en fichero XREF_GEN.csv con generador en PSSE' fichero.close()

#lectura datos badame
# dia;hora;nombre;potencia
badamecsv=raw_input('Nombre fichero csv donde leer las potencias de generadores
de BADAME')
fichero=open(badamecsv+'.csv',"r")
fichero.readline()
b_nombre={}
b_nombrei={}
b_medida={}
nmedidas=0
for linea in fichero:
    idata=linea.split(';')
    nmedidas=nmedidas+1
    b_fecha=idata[9]
    b_hora=int(idata[10])

```

```
b_nombre[nmedidas]=idata[0].rstrip()
b_nombrei[idata[0].rstrip()]=nmedidas
b_medida[nmedidas]=float(idata[11].replace('.', ''))
print 'Leidas',nmedidas,'medidas en fichero ',badamecsv+'.csv (BADAME)' fichero.close()

#coeficientes generadores solares (tomados de la zona V del RD 413/204)
k_fot={}
k_fot[1]=[0,0,0,0,0,0,0.01,0.12,0.25,0.36,0.44,0.47,0.44,0.36,0.25,0.12,0.01,0,0,0,0,0,0]
k_fot[2]=[0,0,0,0,0,0,0.05,0.19,0.34,0.47,0.56,0.59,0.56,0.47,0.34,0.19,0.05,0,0,0,0,0,0]
k_fot[3]=[0,0,0,0,0,0,0.13,0.3,0.47,0.63,0.73,0.77,0.73,0.63,0.47,0.3,0.13,0,0,0,0,0,0]
k_fot[4]=[0,0,0,0,0,0,0.05,0.2,0.38,0.55,0.7,0.79,0.83,0.79,0.7,0.55,0.38,0.2,0.05,0,0,0,0,0,0]
k_fot[5]=[0,0,0,0,0,0,0.11,0.28,0.46,0.64,0.79,0.89,0.93,0.89,0.79,0.64,0.46,0.28,0.11,0,0,0,0,0,0]
k_fot[6]=[0,0,0,0,0,0,0.01,0.14,0.31,0.5,0.68,0.83,0.93,0.96,0.93,0.83,0.68,0.5,0.31,0.14,0.01,0,0,0,0,0]
k_fot[7]=[0,0,0,0,0,0,0.01,0.14,0.32,0.52,0.71,0.88,0.99,1,0.99,0.88,0.71,0.52,0.32,0.14,0.01,0,0,0,0,0]
k_fot[8]=[0,0,0,0,0,0,0.09,0.26,0.46,0.65,0.82,0.93,0.97,0.93,0.82,0.65,0.46,0.26,0.09,0,0,0,0,0,0]
k_fot[9]=[0,0,0,0,0,0,0.01,0.16,0.34,0.52,0.68,0.78,0.82,0.78,0.68,0.52,0.34,0.16,0.01,0,0,0,0,0,0]
k_fot[10]=[0,0,0,0,0,0,0.08,0.23,0.39,0.53,0.63,0.67,0.63,0.53,0.39,0.23,0.08,0,0,0,0,0,0]
k_fot[11]=[0,0,0,0,0,0,0.02,0.14,0.28,0.4,0.48,0.51,0.48,0.4,0.28,0.14,0.02,0,0,0,0,0,0]
k_fot[12]=[0,0,0,0,0,0,0.01,0.1,0.22,0.33,0.41,0.44,0.41,0.33,0.22,0.1,0.01,0,0,0,0,0,0]

idata=b_fecha.split('/')
mes=int(idata[1])
horasolar=b_hora-1 # en invierno la hora solar es 1 hora menos que la
oficial
if mes>3 and mes<11:
    horasolar=b_hora-2 # en verano la hora solar es 2 horas menos que la oficial
if horasolar<0:
    horasolar=horasolar+24
k_fot_hora=k_fot[mes][horasolar]

print '\n\nDIA MEDIDAS BADAME = ',b_fecha,' a las ',b_hora,' horas'
print 'Hora Solar = ',horasolar,' k_fotovoltaico = ',k_fot_hora
print '\n\n GENERADOR PSSE GENERADOR SIGRID
MEDIDA BADAME PPSSE PGEN PMAX QMAX QMIN'
print '=====
=====

pgent={}
pmaxt={}
for tipo in range(1,5):
    pgent[tipo]=0.0
    pmaxt[tipo]=0.0
for k in range(0,nmaquinas):
    pgen=0.0
    pmax=0.0
    if n_tipo[n_nudoi[m_nudo[k]]]!=3:
        lineaw="%7d " % m_nudo[k]+"%-12s " % m_nombre[k]+"%-1s" % m_id[k]
    if m_id[k]=='2 ':
        pgen=m_pmax[k]*k_fot_hora
        pmax=m_pmax[k]
```

```

        tipo=1
        lineaw=lineaw+"
        "+ "%5.0f " % m_pgen[k]+ "%5.0f " % pgen+ "%5.0f " % pmax
elif m_id[k]== '3 ':
        bus=m_nudo[k]
        ciusuario=r_ciusuario[bus]
        lineaw=lineaw+"%-9s " % ciusuario # ciusuario según viene en raw para el nudo del
        generador
if bus in x_sigrid:
        lineaw=lineaw+"%-21s " % x_sigrid[bus] # nombre sigrid según viene en XREF_GEN.csv
        badame=x_badame[bus]
        lineaw=lineaw+"%-30s " % badame
        pmax=x_pinstal[bus]
if badame in b_nombrei:
        imedida=b_nombrei[badame]
        pgen=b_medida[imedida]
        tipo=2
        lineaw=lineaw+"%5.0f " % m_pgen[k]+ "%5.0f " % pgen+ "%5.0f "
        % pmax
elif (x_tecnol[bus]=='FOT') or (x_tecnol[bus]=='PTS'):
        pgen=k_fot_hora*pmax
        tipo=3
        lineaw=lineaw+"%5.0f " % m_pgen[k]+ "%5.0f " % pgen+ "%5.0f "
        % pmax
else:
        pgen=m_pgen[k]
        tipo=4
        lineaw=lineaw+"%5.0f " % m_pgen[k]+ "%5.0f " % pgen+ "%5.0f "
        % pmax
else:
        pgen=0.0
        m_status[k]=0
        lineaw=lineaw+"
        "+ "%5.0f " % m_pgen[k]+ "%5.0f " % pgen+ "%5.0f " % pmax

qmax=0.0
qmin=0.0
# if pmax>5000:
#     qmax=0.203*pgen
#     qmin=-0.203*pgen
lineaw=lineaw+"%5.0f " % qmax+ "%5.0f " % qmin
if m_status[k]==0:
    lineaw=lineaw+'*'
else:
    lineaw=lineaw+' '
if pgen>0:
    m_status[k]=1
if m_status[k]==0:
    lineaw=lineaw+'*'
else:

```

```
        lineaw=lineaw+' '
if m_id[k]!='2 ':
    print lineaw
if m_status[k]==1:
    pgent[tipo]=pgent[tipo]+pgen
    pmaxt[tipo]=pmaxt[tipo]+pmax
    ierr = psspy.progress_output(6)
    ierr =psspy.machine_data_2(m_nudo[k],m_id[k],[m_status[k],1,0,0,0],[pgen/1000,0,qmax/1
000,qmin/1000,pmax/1000,0,pmax/1000,0,1,0,0,1,1,1,1])
if ierr!=0:
    print 'Error',ierr,'en machine_data_2'
    ierr = psspy.progress_output(1)
    print '\nGeneracion BT (coeficiente) =','%6.0f ' % pgent[1],' kW de ','%6.0f' % pmaxt[1]
    print 'Generacion MT con medida BADAME =','%6.0f ' % pgent[2],' kW de ','%6.0f' % pmaxt[2]
    print 'Generacion MT solar (coeficiente) =','%6.0f ' % pgent[3],' kW de ','%6.0f' % pmaxt[3]
    print 'Generacion MT resto en SIGRID =','%6.0f ' % pgent[4],' kW de ','%6.0f' % pmaxt[4]

# localizo el swing bus de cada area y asocio zonas a areas
a_swing={}
z_area={}
for k in range(0,nnudos):
    numeroarea=a_numeroi[n_area[k]]
    numerozona=z_numeroi[n_zona[k]]
    if n_tipo[k]==3:
        a_swing[numeroarea]=n_nudo[k]
    else:
        z_area[numerozona]=numeroarea
# asocio subestaciones a zonas
z_nombrest={}
z_swing={}
for k in range(0,nzonas):
    if z_nombre[k].rstrip()!='SIN LINEA':
        nombrest=a_nombre[z_area[k]].rstrip()
        nombrest=nombrest[0:len(nombrest)-3]
        z_nombrest[k]=nombrest.rstrip()
        z_swing[k]=a_swing[z_area[k]]
#proceso iterativo zona por zona
print '\n\n'
deltamax=9999.0
iter=0
itermax=5
ierr = psspy.progress_output(6)
ierr=psspy.fsnl([0,0,0,0,0,0,0,0])
ierr = psspy.progress_output(1)
if ierr:
    print 'Error en ejecucion Newton-Raphson. Codigo error = %d de la rutina API fsnl (ver manual
API.pdf)' % ierr
while (deltamax>10.0) and (iter<itermax): deltamax=0.0
    iter=iter+1
    ierr, idata = psspy.azonereal(sid,1,['PLOAD','QLOAD','PGEN','QGEN','PLOSS','QLOSS'])
```



```

if ierr:
    print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API azonereal (ver manual API.pdf)'
% ierr
for k in range(0,nzonas):
    if z_nombre[k].rstrip()!='SIN LINEA':
        pc=1000.0*idata[0][k]
        qc=1000.0*idata[1][k]
        pg=1000.0*idata[2][k]
        qg=1000.0*idata[3][k]
        pp=1000.0*idata[4][k]
        qp=1000.0*idata[5][k]
        ierr, kv = psspy.busdat(z_swing[k],'KV')
        if ierr:
            print 'Error en lectura nudo. Codigo error = %d de la rutina API
abusdat (ver manual API.pdf)' % ierr
            iz=math.sqrt(((pc+pp-pg)**2+(qc+qp-qg)**2)/3)
            iz=iz/kv
            if pc+pp-pg<0:
                iz=-iz
                z_cambia=0
                nombrest=z_nombrest[k].rstrip()
                nombrezona=z_nombre[k].rstrip()
                lineaw="%3d " % z_numero[k]+"%-12s " % nombrest+"%-12s " %
                nombrezona+"linea: %5.0f " % iz
            iz_p=math.sqrt(((z_pload[k]+z_ploss[k]-z_pgen[k])**2+(z_qload[k]+z_qloss[k]-z_qg
            en[k])**2)/3)
            iz_p=iz_p/n_kv[n_nudoi[z_swing[k]]]
            if z_pload[k]+z_ploss[k]-z_pgen[k]<0:
                iz_p=-iz_p
                lineaw=lineaw+'---> '+'%5.0f " % iz_p
            if (pc==0) or (iz==0):
                z_cambia=0
            else:
                a=pp*(iz_p/iz)**2-pg
                b=qc/pc
                c=qp*(iz_p/iz)**2-qg
                d=3*(kv*iz_p)**2
                ap=1+b*b
                bp=2*(a+b*c)
                cp=a*a+c*c-d
                disc=bp*bp-4*ap*cp
            if disc>0:
                z_cambia=1
            if iz_p>=0:
                pc_p=(-bp+math.sqrt(disc))/(2*ap)
            else:
                pc_p=(-bp-math.sqrt(disc))/(2*ap)
            lineaw=lineaw+"Pcarga: %5.0f " % pc+'---> '+'%5.0f " % pc_p
            delta=iz-iz_p
            deltamax=abs(delta) if abs(delta)>deltamax else deltamax

```

```
else:
    z_cambia=0
    lineaw=lineaw+'discriminante '+'%10.5f" % disc+'<0'
    # print lineaw
if z_cambia==1:
    ierr = psspy.progress_output(6)
    ierr = psspy.bsys(1,0,[0,0],0,[],0,[],0,[],1,[z_numero[k]])
    ierr = psspy.progress_output(1)
    if ierr:
        print 'Error en definicion subsistema.Codigo error = %d de
la rutina API bsys (ver manual API.pdf)' % ierr
    ierr,totals,moto =
    psspy.scal(1,0,1,[1,0,1,0],[pc_p/1000.0,pg/1000.0,0,0,0,0])
if ierr:
    print 'Error en escalado cargas. Codigo error = %d de la
rutina API scal (ver manual API.pdf)' % ierr
    ierr = psspy.progress_output(6)
    ierr,totals,moto =
    psspy.scal(1,0,2,[1,0,1,0],[pc_p/1000.0,totals[2],totals[3],totals[4],totals[5],
totals[6],0])
    ierr = psspy.progress_output(1)
    if ierr:
        print 'Error en escalado cargas. Codigo error = %d de la rutina API scal (ver
manual API.pdf)' % ierr
    ierr = psspy.progress_output(6)
    ierr=psspy.fns1([0,0,0,0,0,0,0])
    ierr = psspy.progress_output(1)
    if ierr:
        print 'Error en ejecucion Newton-Raphson. Codigo error = %d de la rutina API
fns1 (ver manual API.pdf)' % ierr

print '\n\n'
print ' ST ZONA linic lfin. Idif. Pinic Pfin.'
print '===== '
deltamax=0.0

ierr, idata =
psspy.azonereal(sid,1,['PLOAD','QLOAD','PGEN','QGEN','PLOSS','QLOSS'])
if ierr:
    print 'Error en lectura zonas. Codigo error = %d de la rutina API azonereal
(ver manual API.pdf)' % ierr
for k in range(0,nzonas):
    if z_nombre[k].rstrip()!='SIN LINEA':
        pc=1000.0*idata[0][k]
        qc=1000.0*idata[1][k]
        pg=1000.0*idata[2][k]
        qg=1000.0*idata[3][k]
        pp=1000.0*idata[4][k]
        qp=1000.0*idata[5][k]
        ierr, vz = psspy.busdat(z_swing[k],'KV')
```

```

        if ierr:
            print 'Error en lectura nudo.Codigo error = %d de la rutina API abusdat (ver
            manual API.pdf)' % ierr
            iz=math.sqrt(((pc+pp-pg)**2+(qc+qp-qg)**2)/3)/vz
            if pc+pp-pg<0:
                iz=-iz
iz_p=math.sqrt(((z_pload[k]+z_ploss[k]-z_pgen[k])**2+(z_qload[k]+z_qloss[k]-z_qg
en[k])**2)/3)
        iz_p=iz_p/n_kv[n_nudoi[z_swing[k]]]
        if z_pload[k]+z_ploss[k]-z_pgen[k]<0:
            iz_p=-iz_p

        nombrest=z_nombrest[k].rstrip()
        nombrezona=z_nombre[k].rstrip()
        lineaw="%-12s " % nombrest+"%3d " % z_numero[k]+"%-12s " %
nombrezona+"%5.0f " % iz_p+"%5.0f " % iz
        delta=iz-iz_p
        deltamax=abs(delta) if abs(delta)>deltamax else deltamax
        lineaw=lineaw+"%5.0f " % delta
        lineaw=lineaw+"%5.0f " % z_pload[k]+"%5.0f " % pc
        if abs(delta)<10.0:
            lineaw=lineaw+'*'
        print lineaw
print "\n\nFin de CambiaAmpZonas... se ha alcanzado <','%4.2f" % deltamax,'amps
en',iter,'de',itermax,'iteraciones'

```

C.2.3: Cambia PotSoloGeneradores

Es una variante del programa Phytion CambiaPotGeneradores para incorporar al Caso en elaboración la generación DG correspondiente a otro snapshot (fecha y hora) sin modificar las demandas por consumo, es decir, con esta funcionalidad la intensidad en cabecera de línea MT resulta alterada en la proporción de generación DG actualizada al no incluir el módulo correspondiente a Phytion CambiaAmpZonas.

Programa CambiaPotSoloGeneradores

```

# -*- coding: cp1252 -*- #
# mainRutina.py
#
import sys
import os
import psspy
import math

# Ultima edicion 20-6-2014

def preal(vreal,ndec):
v1=str(int(vreal+0.5)) if (ndec==0) else

```

```
str(float(int(vreal*(10**ndec)+0.5))/(10**ndec))
v1=v1.replace(".",",")
return v1

# LEEMOS NUDOS DEL CASO EN MEMORIA
def lectura_nudos(sid):
    global nnudos # numero de nudos
    global n_nudo # numero PSSE del nudo i
    global n_nudo_i # numero interno del nudo i
    global n_tipo # type del nudo i
    global n_area # numero de area del nudo i
    global n_zona # numero de zona del nudo i
    global n_owner # owner del nudo i
    global n_nombre # nombre del nudo i
    global n_vbase # tension base del nudo i
    global n_kv # tension en kv del nudo i
    ierr, idata = psspy.abusint(sid, 2, ['NUMBER','TYPE','AREA','ZONE','OWNER'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API
abusint (ver manual API.pdf)' % ierr
        nnudos=len(idata[0])
        n_nudo={}
        n_nudo_i={}
        n_tipo={}
        n_area={}
        n_zona={}
        n_owner={}
        for k in range(0,nnudos):
            n_nudo[k]=idata[0][k]
            n_nudo_i[n_nudo[k]]=k
            n_tipo[k]=idata[1][k]
            n_area[k]=idata[2][k]
            n_zona[k]=idata[3][k]
            n_owner[k]=idata[4][k]
        ierr, idata = psspy.abuschar(sid, 2, ['NAME'])
        if ierr:
            print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API
abuschar (ver manual API.pdf)' % ierr
            n_nombre={}
            for k in range(0,nnudos):
                n_nombre[k]=idata[0][k]
            ierr, idata = psspy.abusreal(sid, 2, ['BASE','KV'])
            if ierr:
                print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API
abusreal (ver manual API.pdf)' % ierr
                n_vbase={}
                n_kv={}
                for k in range(0,nnudos):
                    n_vbase[k]=idata[0][k]
                    n_kv[k]=idata[1][k]
```

```

print 'Leidos',nnudos,'nudos'# datos enteros de nudos

# LECTURA DATOS AREAS
def lectura_areas(sid):
    global nareas
    global a_nombre
    global a_numero
    global a_numeroi
    ierr, idata = psspy.aareachar(sid, 2, ['AREANAME'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura areas.Codigo error = %d de la rutina API
aareachar (ver manual API.pdf)' % ierr
        a_nombre={}
        nareas=len(idata[0])
        for k in range(0,nareas):
            a_nombre[k]=idata[0][k]
            ierr, idata = psspy.aareaint(sid, 2, ['NUMBER'])
            if ierr:
                print 'Error en lectura areas.Codigo error = %d de la rutina API
aareaint (ver manual API.pdf)' % ierr
                a_numero={}
                a_numeroi={}
            for k in range(0,nareas):
                a_numero[k]=idata[0][k]
                a_numeroi[a_numero[k]]=k
            print 'Leidas',nareas,'areas'

# LECTURA DATOS DE ZONAS
def lectura_zonas(sid):
    global nzonas
    global z_nombre
    global z_numero
    global z_numeroi
    global z_pload
    global z_qload
    global z_pgen
    global z_qgen
    global z_ploss
    global z_qloss
    ierr, idata = psspy.azonechar(sid, 2, ['ZONENAME'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API
azonechar (ver manual API.pdf)' % ierr
        z_nombre={}
        nzonas=len(idata[0])
        for k in range(0,nzonas):
            z_nombre[k]=idata[0][k]
            ierr, idata = psspy.azoneint(sid, 2, ['NUMBER'])
            if ierr:
                print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API

```

```
azoneint (ver manual API.pdf)' % ierr
z_numero={}
z_numeroi={}
for k in range(0,nzonas):
z_numero[k]=idata[0][k]
z_numeroi[z_numero[k]]=k
ierr, idata = psspy.azonereal(sid, 2,
['PLOAD','QLOAD','PGEN','QGEN','PLOSS','QLOSS'])
if ierr:
print 'Error en lectura zonas. Código error = %d de la rutina API
azonereal (ver manual API.pdf)' % ierr
z_pload={}
z_qload={}
z_pgen={}
z_qgen={}
z_ploss={}
z_qloss={}
for k in range(0,nzonas):
z_pload[k]=1000.0*idata[0][k]
z_qload[k]=1000.0*idata[1][k]
z_pgen[k]=1000.0*idata[2][k]
z_qgen[k]=1000.0*idata[3][k]
z_ploss[k]=1000.0*idata[4][k]
z_qloss[k]=1000.0*idata[5][k]
print 'Leidas',nzonas,'zonas'

# LECTURA DATOS MAQUINAS
def lectura_maquinas(sid):
global nmaquinas
global m_nudo
global m_nudoi
global m_nombre
global m_id
global m_status
global m_own1
global m_pgen
global m_pmax
ierr, idata = psspy.amachchar(sid, 4, ['EXNAME','ID'])
if ierr:
print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API
amachchar (ver manual API.pdf)' % ierr
nmaquinas=len(idata[0])
m_nombre={}
m_id={}
for k in range(0,nmaquinas):
m_nombre[k]=idata[0][k]
m_id[k]=idata[1][k]
ierr, idata = psspy.amachreal(sid, 4, ['PGEN','PMAX'])
if ierr:
print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API
```

```

amachreal (ver manual API.pdf)' % ierr
m_pgen = {}
m_pmax = {}
for k in range(0,nmaquinas):
m_pgen[k]=1000.0*idata[0][k]
m_pmax[k]=1000.0*idata[1][k]
ierr, idata = psspy.amachint(sid, 4, ['NUMBER','STATUS','OWN1'])
if ierr:
print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API
amachrint (ver manual API.pdf)' % ierr
m_nudo = {}
m_nudoi={}
m_status = {}
m_own1={}
for k in range(0,nmaquinas):
m_nudo[k]=idata[0][k]
m_nudoi[m_nudo[k]]=k
m_status[k]=idata[1][k]
m_own1[k]=idata[2][k]
print 'Leidas',nmaquinas,'maquinas'

# En lo sucesivo, leemos los datos red del PSSE para toda la red (no por
subsistema)
sid=-1
ierr = psspy.progress_output(6)
ierr=psspy.fnsi([0,0,0,0,0,0,0])
ierr = psspy.progress_output(1)
lectura_nudos(sid)
lectura_areas(sid)
lectura_zonas(sid)
lectura_maquinas(sid)

#lectura codigo instalacion usuario del fichero raw
rawPSSE=raw_input('Nombre fichero raw PSSE donde leer codigos de instalacion de
usuario SIGRID')
fichero = open(rawPSSE+'.raw',"r")
fichero.readline()
fichero.readline()
fichero.readline()
r_ciusuario={}
r_sigrid={}
r_nudo={}
for linea in fichero:
if linea[0:7]=='0 / end':
break
idata=linea.split(' ')
bus=int(idata[0].rstrip())
if bus in m_nudoi:
i=idata.index('C_I_Usuario:')
ciusuario=idata[i+1].rstrip()

```

```
r_ciusuario[bus]=ciusuario
r_nudo[ciusuario]=bus
i1=linea.find('/',25)
i2=linea.find('cod_nudo:')
r_sigrid[bus]=linea[i1+2:i2-1]

# print bus,r_ciusuario[bus],r_sigrid[bus]
print '\nLeidos codigos usuarios de generadores SIGRID en el archivo raw'
fichero.close()

#lectura fichero xref_gen.csv de conectividad generadores sigrid-badame

# formato: c_instal_usuario;nombrebadame;pinstal_sigrid;tecnologia;nudoPSSE
print '\n\n'
fichero=open('XREF_GEN.csv',"r")
fichero.readline()
x_badame={}
x_sigrid={}
x_pinstal={}
x_sigrid={}
x_tecno={}
nxref=0
for linea in fichero:
    ierr=1
    idata=linea.split(';')
    ciusuario=idata[1].rstrip()
    if ciusuario in r_nudo:
        bus=r_nudo[ciusuario]
        nxref=nxref+1
        x_sigrid[bus]=idata[4]
        x_pinstal[bus]=float(idata[5].replace(',','.'))
        x_tecno[bus]=idata[8]
        x_badame[bus]=idata[9].rstrip()
    print 'Leidos',nxref,'generadores en fichero XREF_GEN.csv con generador en PSSE'
    fichero.close()

#lectura datos badame
# dia;hora;nombre;potencia
badamecsv=raw_input('Nombre fichero csv donde leer las potencias de generadores
de BADAME')
fichero=open(badamecsv+'.csv',"r")
fichero.readline()
b_nombre={}
b_nombrei={}
b_medida={}
nmedidas=0
for linea in fichero:
    idata=linea.split(';')
    nmedidas=nmedidas+1
    b_fecha=idata[9]
    b_hora=int(idata[10])
```



```

b_nombre[nmedidas]=idata[0].rstrip()
b_nombrei[idata[0].rstrip()]=nmedidas
b_medida[nmedidas]=float(idata[11].replace(',',''))
print 'Leidas',nmedidas,'medidas en fichero ',badamecsv+'.csv (BADAME)'
fichero.close()
#coeficientes generadores solares (tomados de la zona V del RD 413/204)
k_fot={}
k_fot[1]=[0,0,0,0,0,0,0.01,0.12,0.25,0.36,0.44,0.47,0.44,0.36,0.25,0.12,0.01,0,0,0,0,0,0]
k_fot[2]=[0,0,0,0,0,0,0.05,0.19,0.34,0.47,0.56,0.59,0.56,0.47,0.34,0.19,0.05,0,0,0,0,0,0]
k_fot[3]=[0,0,0,0,0,0,0.13,0.3,0.47,0.63,0.73,0.77,0.73,0.63,0.47,0.3,0.13,0,0,0,0,0,0]
k_fot[4]=[0,0,0,0,0,0,0.05,0.2,0.38,0.55,0.7,0.79,0.83,0.79,0.7,0.55,0.38,0.2,0.05,0,0,0,0,0,0]
k_fot[5]=[0,0,0,0,0,0,0.11,0.28,0.46,0.64,0.79,0.89,0.93,0.89,0.79,0.64,0.46,0.28,0.11,0,0,0,0,0,0]
k_fot[6]=[0,0,0,0,0,0,0.01,0.14,0.31,0.5,0.68,0.83,0.93,0.96,0.93,0.83,0.68,0.5,0.31,0.14,0.01,0,0,0,0,0,0]
k_fot[7]=[0,0,0,0,0,0,0.01,0.14,0.32,0.52,0.71,0.88,0.99,1,0.99,0.88,0.71,0.52,0.32,0.14,0.01,0,0,0,0,0,0]
k_fot[8]=[0,0,0,0,0,0,0.09,0.26,0.46,0.65,0.82,0.93,0.97,0.93,0.82,0.65,0.46,0.26,0.09,0,0,0,0,0,0]
k_fot[9]=[0,0,0,0,0,0,0.01,0.16,0.34,0.52,0.68,0.78,0.82,0.78,0.68,0.52,0.34,0.16,0.01,0,0,0,0,0,0]
k_fot[10]=[0,0,0,0,0,0,0.08,0.23,0.39,0.53,0.63,0.67,0.63,0.53,0.39,0.23,0.08,0,0,0,0,0,0]
k_fot[11]=[0,0,0,0,0,0,0.02,0.14,0.28,0.4,0.48,0.51,0.48,0.4,0.28,0.14,0.02,0,0,0,0,0,0]
k_fot[12]=[0,0,0,0,0,0,0.01,0.1,0.22,0.33,0.41,0.44,0.41,0.33,0.22,0.1,0.01,0,0,0,0,0,0]
idata=b_fecha.split('/')
mes=int(idata[1])
horasolar=b_hora-1 # en invierno la hora solar es 1 hora menos que la
oficial
if mes>3 and mes<11:
horasolar=b_hora-2 # en verano la hora solar es 2 horas menos que la
oficial
if horasolar<0:
horasolar=horasolar+24
k_fot_hora=k_fot[mes][horasolar]
print '\n\nDIA MEDIDAS BADAME = ',b_fecha,' a las ',b_hora,' horas'
print 'Hora Solar = ',horasolar,' k_fotovoltaico = ',k_fot_hora
print '\n\n GENERADOR PSSE GENERADOR SIGRID
MEDIDA BADAME PPSSE PGEN PMAX QMAX QMIN'

print '=====
=====!'

pgent={}
pmaxt={}
for tipo in range(1,5):
pgent[tipo]=0.0
pmaxt[tipo]=0.0
for k in range(0,nmaquinas):
pgen=0.0
pmax=0.0
if n_tipo[n_nudoi[m_nudo[k]]]!=3:
lineaw="%7d " % m_nudo[k]+"%-12s " % m_nombre[k]+"%-1s" % m_id[k]
if m_id[k]=='2 ':
pgen=m_pmax[k]*k_fot_hora
s.py
pmax=m_pmax[k]

```

```
tipo=1
lineaw=lineaw+"
"+"%5.0f " % m_pgen[k]+"%5.0f " % pgen+"%5.0f " % pmax
elif m_id[k]=='3 ':
bus=m_nudo[k]
ciusuario=r_ciusuario[bus]
lineaw=lineaw+"%-9s " % ciusuario # ciusuario segun
viene en raw para el nudo del generador
if bus in x_sigrid:
lineaw=lineaw+"%-21s " % x_sigrid[bus] # nombre sigrid segun
viene en XREF_GEN.csv
badame=x_badame[bus]
lineaw=lineaw+"%-30s " % badame
pmax=x_pinstal[bus]
if badame in b_nombrei:
imedida=b_nombrei[badame]
pgen=b_medida[imedida]
tipo=2
lineaw=lineaw+"%5.0f " % m_pgen[k]+"%5.0f " % pgen+"%5.0f "
% pmax
elif (x_tecnol[bus]=='FOT') or (x_tecnol[bus]=='PTS'):
pgen=k_fot_hora*pmax
tipo=3
lineaw=lineaw+"%5.0f " % m_pgen[k]+"%5.0f " % pgen+"%5.0f "
% pmax
else:
pgen=m_pgen[k]
tipo=4
lineaw=lineaw+"%5.0f " % m_pgen[k]+"%5.0f " % pgen+"%5.0f "
% pmax
else:
pgen=0.0
m_status[k]=0
lineaw=lineaw+"
"+"%5.0f " % m_pgen[k]+"%5.0f " % pgen+"%5.0f " % pmax
qmax=0.0
qmin=0.0
# if pmax>5000:
# qmax=0.203*pgen
# qmin=-0.203*pgen
lineaw=lineaw+"%5.0f " % qmax+"%5.0f" % qmin
if m_status[k]==0:
lineaw=lineaw+'*'
else:
lineaw=lineaw+' '
if pgen>0:
m_status[k]=1
if m_status[k]==0:
lineaw=lineaw+'*'
else:
```

```

lineaw=lineaw+' '
if m_id[k]!='2 ':
print lineaw
if m_status[k]==1:
pgent[tipo]=pgent[tipo]+pgen
pmaxt[tipo]=pmaxt[tipo]+pmax
ierr = psspy.progress_output(6)
ierr =
psspy.machine_data_2(m_nudo[k],m_id[k],[m_status[k],1,0,0,0],[pgen/1000,0,qmax/1
000,qmin/1000,pmax/1000,0,pmax/1000,0,1,0,0,1,1,1,1])
if ierr!=0:
print 'Error',ierr,'en machine_data_2'
ierr = psspy.progress_output(1)
print '\nGeneracion BT (coeficiente) =','%6.0f " % pgent[1],' kW de
','%6.0f" % pmaxt[1]
print 'Generacion MT con medida BADAME =','%6.0f " % pgent[2],' kW de
','%6.0f" % pmaxt[2]
print 'Generacion MT solar (coeficiente) =','%6.0f " % pgent[3],' kW de
','%6.0f" % pmaxt[3]
print 'Generacion MT resto en SIGRID =','%6.0f " % pgent[4],' kW de
','%6.0f" % pmaxt[4]
print '\n\nFin de CambiaPotGeneracion.'

```

C.2.4: Cambia AmpZonas

Programa para ajustar la demanda de cada línea MT, bajo el criterio de reparto de los flujos de demanda en base a la potencia contratada o instalada en los centros de transformación particular (CTCs) o de distribución BT o instalada (CTDs), respectivamente, manteniendo inalterada el registro de su medida en cabecera, que considera fiable, y que se encuentra disponible en el rawdata inicial.

Fundamentos matemáticos del ajuste de carga en PSS®E para zonas (líneas de media tensión)

En esta sección se describe el fundamento matemático empleado para ajustar el resultado del flujo de cargas para una línea de Media tensión (LMT) al valor de su medida (Amp) en cabecera. Estos principios se utilizan en las rutinas Cambia AmpZonas (ver C.2.4:) y Cambia PotGeneradores (ver C.2.2:).

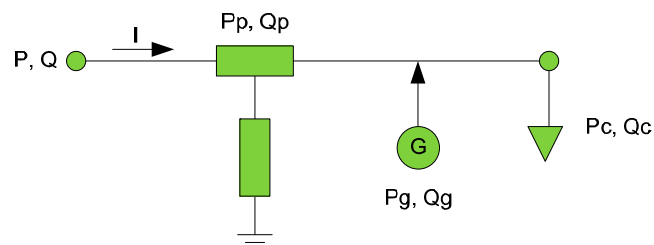


Figura A- 37: Esquema equivalente de una línea de media tensión.

Fuente: Elaboración propia.

El balance de potencia en la cabecera de la línea de media tensión es:

$$\begin{cases} P = P_c + P_p - P_g \\ Q = Q_c + Q_p - Q_g \end{cases} \quad (25)$$

donde:

P, Q	Potencias activa y reactiva en la cabecera de la línea de media tensión.
P_p, Q_p	Pérdidas de potencia activa y reactiva en la línea de media tensión
P_c, Q_c	Potencias activa y reactiva consumidas por los usuarios conectados a la línea de media tensión.
P_g, Q_g	Potencias activa y reactiva generadas por las instalaciones conectadas a la línea de media tensión

Se asume que las pérdidas de potencia pueden calcularse como:

$$\begin{cases} P_p \cong K_p \cdot I^2 \rightarrow K_p = \frac{P_p}{I^2} \\ Q_p \cong K_q \cdot I^2 \rightarrow K_q = \frac{Q_p}{I^2} \end{cases} \quad (26)$$

donde:

K_p, K_q	Coefficientes de pérdidas de potencia activa y reactiva para la línea de media tensión.
I	Corriente en la línea de media tensión.

Conocidas P_g y Q_g , por conocerse el valor del punto de medida, pueden reproducirse las ecuaciones anteriores en un sistema de cuatro ecuaciones y cuatro incógnitas (P', Q', P'_c y Q'_c):

$$\begin{cases} P' = P'_c + P'_p - P_g \\ Q' = Q'_c + Q'_p - Q_g \\ P'_p = K_p \cdot I'^2 = P_p \cdot \frac{I'^2}{I^2} \\ Q'_p = K_q \cdot I'^2 = Q_p \cdot \frac{I'^2}{I^2} \end{cases} \quad (27)$$

Por sustitución resulta:

$$\begin{cases} P' = P'_c + P_p \cdot \frac{I'^2}{I^2} - P_g \\ Q' = Q'_c + Q_p \cdot \frac{I'^2}{I^2} - Q_g \\ P'^2 + Q'^2 = 3 \cdot V^2 \cdot I'^2 \end{cases} \quad (28)$$

Asumiendo que el factor de potencia ($\cos\phi$) se mantiene constante en la carga $\frac{P'_c}{Q'_c} = \frac{P_c}{Q_c} \rightarrow Q'_c = Q_c \frac{P'_c}{P_c}$ puede reducirse un grado el sistema de ecuaciones siendo las incógnitas: P', Q' y P'_c .

$$\begin{cases} P' = P'_c + P_p \cdot \frac{I'^2}{I^2} - P_g \\ Q' = Q_c \cdot \frac{P'_c}{P_c} + Q_p \cdot \frac{I'^2}{I^2} - Q_g \\ P'^2 + Q'^2 = 3 \cdot V^2 \cdot I'^2 \end{cases} \quad (29)$$

Agrupando los términos en parámetros genéricos el sistema de ecuaciones queda:

$$\begin{cases} P' = P'_c + A \\ Q' = B \cdot P'_c + C \\ P'^2 + Q'^2 = D \end{cases} \quad (30)$$

donde:

$$A = P_p \cdot \frac{I'^2}{I^2} - P_g$$

$$B = \frac{Q_c}{P_c}$$

$$C = Q_p \cdot \frac{I'^2}{I^2} - Q_g$$

$$D = 3 \cdot V^2 \cdot I'^2$$

Sustituyendo en la primera ecuación se obtiene una ecuación de segundo grado que permite obtener P'_c :

$$(P'_c + A)^2 + (B \cdot P'_c + C)^2 = D \quad (31)$$

Volviendo a agrupar los términos en parámetros genéricos el sistema de ecuaciones queda:

$$A' \cdot P'_c{}^2 + B' \cdot P'_c + C' = 0 \quad (32)$$

donde:

$$A' = 1 + B^2$$

$$B' = 2(A + B \cdot C)$$

$$C' = A^2 + B^2 \cdot C - D$$

A partir de estas ecuaciones puede iniciarse un proceso iterativo en el que a partir de un valor inicial de I , conocidos P_g y Q_g , pueden calcularse los valores P'_c y Q'_c . El proceso iterativo finaliza cuando se alcanza un valor idéntico para la corriente de la línea entre dos iteraciones ($I = I'$) o cuando la diferencia es menor que un valor determinado.

$$P'_c = \frac{-B' \pm \sqrt{B'^2 - 4 \cdot A' \cdot C'}}{2 \cdot A'} \quad (33)$$
$$Q'_c = Q_c \frac{P'_c}{P_c}$$

Programa CambiaAmpZonas

```
# -*- coding: cp1252 -*-#
# mainRutina.py#
import sys
import os
import psspy
import math

# Ultima edicion 19-05-2014
def preal(vreal,ndec):
v1=str(int(vreal+0.5)) if (ndec==0) else
str(float(int(vreal*(10**ndec)+0.5))/(10**ndec))
v1=v1.replace(".",",")
return v1

# LEEMOS NUDOS DEL CASO EN MEMORIA
def lectura_nudos(sid):
global nnudos # numero de nudos
global n_nudo # numero PSSE del nudo i
global n_nudoi # numero interno del nudo i
global n_tipo # type del nudo i
global n_area # numero de area del nudo i
global n_zona # numero de zona del nudo i
global n_owner # owner del nudo i
global n_nombre # nombre del nudo i
global n_vbase # tension base del nudo i
global n_kv # tension en kv del nudo i
ierr, idata = psspy.abusint(sid, 2, ['NUMBER','TYPE','AREA','ZONE','OWNER'])
if ierr:
print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API
abusint (ver manual API.pdf)' % ierr
nnudos=len(idata[0])
n_nudo={}
n_nudoi={}
n_tipo={}
n_area={}
n_zona={}
n_owner={}
for k in range(0,nnudos):
n_nudo[k]=idata[0][k]
n_nudoi[n_nudo[k]]=k
```

```

n_tipo[k]=idata[1][k]
n_area[k]=idata[2][k]
n_zona[k]=idata[3][k]
n_owner[k]=idata[4][k]
ierr, idata = psspy.abuschar(sid, 2, ['NAME'])
if ierr:
print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API
abuschar (ver manual API.pdf)' % ierr
n_nombre={}
for k in range(0,nnudos):
n_nombre[k]=idata[0][k]
ierr, idata = psspy.abusreal(sid, 2, ['BASE','KV'])
if ierr:
print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API
abusreal (ver manual API.pdf)' % ierr
n_vbase={}
n_kv={}
for k in range(0,nnudos):
n_vbase[k]=idata[0][k]
n_kv[k]=idata[1][k]
print 'Leidos',nnudos,'nudos'# datos enteros de nudos

# LECTURA DATOS AREAS
def lectura_areas(sid):
global nareas
global a_nombre
global a_numero
global a_numeroi
global a_pload
global a_qload
global a_pgen
global a_qgen
global a_ploss
global a_qloss
ierr, idata = psspy.aareachar(sid, 2, ['AREANAME'])
if ierr:
print 'Error en lectura areas.Codigo error = %d de la rutina API
aareachar (ver manual API.pdf)' % ierr
a_nombre={}
nareas=len(idata[0])
for k in range(0,nareas):
a_nombre[k]=idata[0][k]
ierr, idata = psspy.aareaint(sid, 2, ['NUMBER'])
if ierr:
print 'Error en lectura areas.Codigo error = %d de la rutina API
aareaint (ver manual API.pdf)' % ierr
a_numero={}
a_numeroi={}
for k in range(0,nareas):
a_numero[k]=idata[0][k]

```

```
a_numero[i[a_numero[k]]=k
ierr, idata = psspy.aareareal(sid,
2,['PLOAD','QLOAD','PGEN','QGEN','PLOSS','QLOSS'])
if ierr:
print 'Error en lectura areas.Codigo error = %d de la rutina API
aareareal (ver manual API.pdf)' % ierr
a_pload={}
a_qload={}
a_pgen={}
a_qgen={}
a_ploss={}
a_qloss={}
for k in range(0,nareas):
a_pload[k]=1000.0*idata[0][k]
a_qload[k]=1000.0*idata[1][k]
a_pgen[k]=1000.0*idata[2][k]
a_qgen[k]=1000.0*idata[3][k]
a_ploss[k]=1000.0*idata[4][k]
a_qloss[k]=1000.0*idata[5][k]
print 'Leidas',nareas,'areas'

# LECTURA DATOS DE ZONAS
def lectura_zonas(sid):
global nzonas
global z_nombre
global z_numero
global z_numeroi
global z_pload
global z_qload
global z_pgen
global z_qgen
global z_ploss
global z_qloss
ierr, idata = psspy.azonechar(sid, 2, ['ZONENAME'])
if ierr:
print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API
azonechar (ver manual API.pdf)' % ierr
z_nombre={}
nzonas=len(idata[0])
for k in range(0,nzonas):
z_nombre[k]=idata[0][k]
ierr, idata = psspy.azoneint(sid, 2, ['NUMBER'])
if ierr:
print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API
azoneint (ver manual API.pdf)' % ierr
z_numero={}
z_numeroi={}
for k in range(0,nzonas):
z_numero[k]=idata[0][k]
z_numeroi[z_numero[k]]=k
```



```

ierr, idata = psspy.azonereal(sid, 2,
['PLOAD','QLOAD','PGEN','QGEN','PLOSS','QLOSS'])
if ierr:
print 'Error en lectura zonas. Codigo error = %d de la rutina API
azonereal (ver manual API.pdf)' % ierr
z_pload={}
z_qload={}
z_pgen={}
z_qgen={}
z_ploss={}
z_qloss={}
for k in range(0,nzonas):
z_pload[k]=1000.0*idata[0][k]
z_qload[k]=1000.0*idata[1][k]
z_pgen[k]=1000.0*idata[2][k]
z_qgen[k]=1000.0*idata[3][k]
z_ploss[k]=1000.0*idata[4][k]
z_qloss[k]=1000.0*idata[5][k]
print 'Leidas',nzonas,'zonas'

# LECTURA DATOS MAQUINAS
def lectura_maquinas(sid):
global nmaquinas
global m_nudo
global m_nudoi
global m_nombre
global m_id
global m_status
global m_own1
global m_pgen
global m_qgen
global m_pmax
ierr, idata = psspy.amachchar(sid, 4, ['EXNAME','ID'])
if ierr:
print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API
amachchar (ver manual API.pdf)' % ierr
nmaquinas=len(idata[0])
m_nombre={}
m_id={}
for k in range(0,nmaquinas):
m_nombre[k]=idata[0][k]
m_id[k]=idata[1][k]
ierr, idata = psspy.amachreal(sid, 4, ['PGEN','QGEN','PMAX'])
if ierr:
print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API
amachreal (ver manual API.pdf)' % ierr
m_pgen = {}
m_qgen={}
m_pmax = {}
for k in range(0,nmaquinas):

```

```
m_pgen[k]=1000.0*idata[0][k]
m_qgen[k]=1000.0*idata[1][k]
m_pmax[k]=1000.0*idata[2][k]
ierr, idata = psspy.amachint(sid, 4, ['NUMBER','STATUS','OWN1'])
if ierr:
Página 3
CambiaAmpZonas.py
print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API
amachrint (ver manual API.pdf)' % ierr
m_nudo = {}
m_nudoi={}
m_status = {}
m_own1={}
for k in range(0,nmaquinas):
m_nudo[k]=idata[0][k]
m_nudoi[m_nudo[k]]=k
m_status[k]=idata[1][k]
m_own1[k]=idata[2][k]
print 'Leidas',nmaquinas,'maquinas'
# En lo sucesivo, leemos los datos red del PSSE para toda la red (no por
subsistema)
sid=-1
ierr = psspy.progress_output(6)
ierr=psspy.fnsi([0,0,0,0,0,0,0])
ierr = psspy.progress_output(1)
lectura_nudos(sid)
lectura_areas(sid)
lectura_zonas(sid)
lectura_maquinas(sid)
#lectura_cargas(sid)
# Lectura del fichero de zonas
nampzona=0
z_ampbadame={}
badamecsv=raw_input('Nombre del fichero amperios LMTs de BADAME')
fichero = open(badamecsv+'.csv','r')
fichero.readline()
for linea in fichero:
idata=linea.split(';')
nombrest=idata[1].rstrip()
nombrezona=idata[3]
nombrezona=nombrezona.replace('11kv','')
nombrezona=nombrezona[0:12].rstrip()
nombrezona=nombrezona.replace('✂','N')
nombrezona=nombrezona.replace('Ñ','N')
nombrezona=nombrezona.replace('","','')
nombrezona=nombrezona if len(nombrezona)>0 else '.'
ampzona=idata[11]
ampzona=ampzona.replace(',','.')
if len(idata[0])>0:
z_ampbadame[nombrest,nombrezona]=float(ampzona)
```

```

nampzona=nampzona+1
else:
print 'Error: numero zona erroneo en zona',idata[0],idata[1],'en
'+badamecsv+'.csv'
print 'Leidas',nampzona,'zonas en '+badamecsv+'.csv'
fichero.close()
# localizo el swing bus de cada area y asocio zonas a areas
a_swing={}
z_area={}
for k in range(0,nnudos):
numeroarea=a_numeroi[n_area[k]]
numerozona=z_numeroi[n_zona[k]]
if n_tipo[k]==3:
a_swing[numeroarea]=n_nudo[k]
else:
z_area[numerozona]=numeroarea

# asocio subestaciones a zonas
z_nombrest={}
z_swing={}
for k in range(0,nzonas):
if z_nombre[k].rstrip()!='SIN LINEA':
nombrest=a_nombre[z_area[k]].rstrip()
nombrest=nombrest[0:len(nombrest)-3]
z_nombrest[k]=nombrest.rstrip()
z_swing[k]=a_swing[z_area[k]]
#proceso iterativo zona por zona
print '\n\n'
deltamax=9999.0
iter=0
itermax=5
ierr = psspy.progress_output(6)
ierr=psspy.fnsi([0,0,0,0,0,0,0])
ierr = psspy.progress_output(1)
if ierr:
print 'Error en ejecucion Newton-Raphson.Codigo error = %d de la rutina API
fnsi (ver manual API.pdf)' % ierr
while (deltamax>10.0) and (iter<itermax):
deltamax=0.0
iter=iter+1
ierr, idata =
psspy.azonereal(sid,1,['PLOAD','QLOAD','PGEN','QGEN','PLOSS','QLOSS'])
if ierr:
print 'Error en lectura zonas. Codigo error = %d de la rutina API
azonereal (ver manual API.pdf)' % ierr
for k in range(0,nzonas):
if z_nombre[k].rstrip()!='SIN LINEA':
pc=1000.0*idata[0][k]
qc=1000.0*idata[1][k]
pg=1000.0*idata[2][k]

```

```
qg=1000.0*idata[3][k]
pp=1000.0*idata[4][k]
qp=1000.0*idata[5][k]
ierr, kv = psspy.busdat(z_swing[k],'KV')
if ierr:
print 'Error en lectura nudo. Codigo error = %d de la rutina API
abusdat (ver manual API.pdf)' % ierr
iz=math.sqrt(((pc+pp-pg)**2+(qc+qp-qg)**2)/3)
iz=iz/kv
if pc+pp-pg<0:
iz=-iz
z_cambia=0
nombrest=z_nombrest[k].rstrip()
nombrezona=z_nombre[k].rstrip()
lineaw="%3d " % z_numero[k]+"%-12s " % nombrest+"%-12s " %
nombrezona+"|linea: %5.0f " % iz
try:
iz_p=z_ampbadame[nombrest,nombrezona]
lineaw=lineaw+'---> '+'%5.0f " % iz_p
a=pp*(iz_p/iz)**2-pg
b=qc/pc
c=qp*(iz_p/iz)**2-qg
d=3*(kv*iz_p)**2
ap=1+b*b
bp=2*(a+b*c)
cp=a*a+c*c-d
disc=bp*bp-4*ap*cp
if disc>0:
Página 5
CambiaAmpZonas.py
z_cambia=1
if iz_p>=0:
pc_p=(-bp+math.sqrt(disc))/(2*ap)
else:
pc_p=(-bp-math.sqrt(disc))/(2*ap)
lineaw=lineaw+"Pcarga: %5.0f " % pc+'---> '+'%5.0f " % pc_p
delta=iz-iz_p
deltamax=abs(delta) if abs(delta)>deltamax else deltamax
else:
z_cambia=0
lineaw=lineaw+'discriminante '+'%10.5f' % disc+'<0'
except:
z_cambia=0
print lineaw
if z_cambia==1:
ierr = psspy.progress_output(6)
ierr = psspy.bsys(1,0,[0,0],0,[],0,[],0,[],1,[z_numero[k]])
ierr = psspy.progress_output(1)
if ierr:
print 'Error en definicion subsistema. Codigo error = %d de
```

```

la rutina API bsys (ver manual API.pdf)' % ierr
ierr,totals,moto =
psspy.scal(1,0,1,[1,0,1,0],[pc_p/1000.0,pg/1000.0,0,0,0,0,0])
if ierr:
print 'Error en escalado cargas.Codigo error = %d de la
rutina API scal (ver manual API.pdf)' % ierr
ierr = psspy.progress_output(6)
ierr,totals,moto =
psspy.scal(1,0,2,[1,0,1,0],[pc_p/1000.0,totals[2],totals[3],totals[4],totals[5],
totals[6],0])
ierr = psspy.progress_output(1)
if ierr:
print 'Error en escalado cargas.Codigo error = %d de la
rutina API scal (ver manual API.pdf)' % ierr
ierr = psspy.progress_output(6)
ierr=psspy.fnsi([0,0,0,0,0,0,0])
ierr = psspy.progress_output(1)
if ierr:
print 'Error en ejecucion Newton-Raphson.Codigo error = %d de la rutina
API fnsi (ver manual API.pdf)' % ierr
print '\n\n'
print ' ST ZONA linic lfin. lobj. Idif.'
print '=====
deltamax=0.0
ierr, idata =
psspy.azonereal(sid,1,['PLOAD','QLOAD','PGEN','QGEN','PLOSS','QLOSS'])
if ierr:
print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API azonereal
(ver manual API.pdf)' % ierr
for k in range(0,nzonas):
if z_nombre[k].rstrip()!='SIN LINEA':
pc=1000.0*idata[0][k]
qc=1000.0*idata[1][k]
pg=1000.0*idata[2][k]
qg=1000.0*idata[3][k]
pp=1000.0*idata[4][k]
qp=1000.0*idata[5][k]
ierr, vz = psspy.busdat(z_swing[k],'KV')
if ierr:
print 'Error en lectura nudo.Codigo error = %d de la rutina API
abusdat (ver manual API.pdf)' % ierr
iz=math.sqrt(((pc+pp-pg)**2+(qc+qp-qg)**2)/3)/vz
if pc+pp-pg<0:
iz=-iz
vz=n_kv[n_nudoi[z_swing[k]]]
iz_ini=math.sqrt(((z_pload[k]+z_ploss[k]-z_pgen[k])**2+(z_qload[k]+z_qloss[k]-z_
qgen[k])**2)/3)/vz
if z_pload[k]+z_ploss[k]-z_pgen[k]<0:
iz_ini=-iz_ini
nombrest=z_nombrest[k].rstrip()

```

```

nombrezona=z_nombre[k].rstrip()
lineaw="%-12s " % a_nombre[z_area[k]]+"%3d " % z_numero[k]+"%-12s " %
nombrezona+"%5.0f " % iz_ini+"%5.0f " % iz
try:
iz_p=z_ampbadame[nombrest,nombrezona]
delta=iz-iz_p
deltamax=abs(delta) if abs(delta)>deltamax else deltamax
lineaw=lineaw+"%5.0f " % iz_p+"%5.0f " % delta
if abs(delta)<10.0:
lineaw=lineaw+'*'
except:
delta=0.0
print lineaw
print '\n\nFin de CambiaAmpZonas... se ha alcanzado una precision <','%4.2f' %deltamax,'amps
en',iter,'de',itermax,'iteraciones'
```

C.2.5: Cambia PotAreas

Misma filosofía que C.2.4 para un ajuste final que da predominio a la medida registrada a nivel de transformador. De nuevo se respetan las medidas de generación incorporadas con Phyton CambiaPotGeneradores y se ajustan sólo las demandas por consumo a nivel de línea MT con mismo criterio de reparto (CTCs y CTDs).

Fundamentos matemáticos del ajuste de carga en PSS®E para áreas (transformadores)

En esta sección se describe el fundamento matemático empleado para repartir proporcionalmente la potencia consumida aguas abajo de un transformador (área) a partir de la medida de potencia en el propio transformador y haciendo uso de las potencias registradas en las instalaciones generadores conectadas aguas debajo del mismo. Estos principios se utilizan en las rutinas Cambia PotAreas (ver C.2.5:).

El balance de potencia en un transformador es:

$$\begin{cases} P_T = P_c + P_p - P_g \\ Q_T = Q_c + Q_p - Q_g \end{cases} \quad (34)$$

donde:

P_T, Q_T	Potencias activa y reactiva medidas en el transformador.
P_p, Q_p	Pérdidas totales de potencia activa y reactiva en el transformador y en la línea de media tensión
P_c, Q_c	Potencias activa y reactiva consumidas por los usuarios conectados a la línea de media tensión.
P_g, Q_g	Potencias activa y reactiva generadas medidas en las instalaciones conectadas a la línea de media tensión

Se asume que las pérdidas de potencia pueden calcularse como:

$$\begin{cases} P_p \cong K_p(P_T^2 + Q_T^2) \rightarrow K_p = \frac{P_p}{(P_T^2 + Q_T^2)} \\ Q_p \cong K_q(P_T^2 + Q_T^2) \rightarrow K_q = \frac{Q_p}{(P_T^2 + Q_T^2)} \end{cases} \quad (35)$$

Conocidas P_g y Q_g , por conocerse el valor del punto de medida y asumiendo que el factor de potencia ($\cos\phi$) se mantiene constante en la carga ($\frac{P'_c}{Q'_c} = \frac{P_c}{Q_c}$); pueden reproducirse las ecuaciones anteriores para dar comienzo a un proceso iterativo:

$$\begin{cases} P'_T = P'_c + P'_p - P_g = P'_c + P_p \frac{(P_T'^2 + Q_T'^2)}{(P_T^2 + Q_T^2)} - P_g \\ Q'_T = Q'_c + Q'_p - Q_g = Q_c \frac{P'_c}{P_c} + Q_p \frac{(P_T'^2 + Q_T'^2)}{(P_T^2 + Q_T^2)} - Q_g \end{cases} \quad (36)$$

Se llega de este modo a un sistema de dos ecuaciones y dos incógnitas (P'_c , Q'_T) ya que P'_T , P_g y Q_g son datos medidos. Agrupando los términos constantes en parámetros genéricos el sistema de ecuaciones queda:

$$\begin{cases} a \cdot P'_T = a \cdot P'_c + (P_T'^2 + Q_T'^2) - a \cdot P_g \\ b \cdot Q'_T = b \cdot Q_c \frac{P'_c}{P_c} + (P_T'^2 + Q_T'^2) - b \cdot Q_g \end{cases} \quad (37)$$

donde:

$$a = \frac{(P_T^2 + Q_T^2)}{P_p}$$

$$b = \frac{(P_T^2 + Q_T^2)}{Q_p}$$

Eliminando ($P_T'^2 + Q_T'^2$) se llega a la siguiente ecuación:

$$Q'_T = \left(\frac{Q_c}{P_c} - \frac{a}{b}\right) P'_c + \left(\frac{a}{b} P'_T + \frac{a}{b} P_g - Q_g\right) \quad (38)$$

Sustituyendo (38) en (37) se tiene:

$$e \cdot P'_c + f \cdot P'_c + g = 0 \quad (39)$$

donde:

$$e = c^2$$

$$f = 2 \cdot c \cdot d + a$$

$$g = d^2 + P_T'^2 - a \cdot P_T' - a \cdot P_g$$

A partir de (39), Utilizando estas ecuaciones puede iniciarse un proceso iterativo para calcular la potencia de carga (P_c' y Q_c') a partir de unos valores conocidos de P_T y Q_T medidos en el propio transformador.

Programa CambiaPotAreas

```
# -*- coding: cp1252 -*-#
# mainRutina.py#
import sys
import os
import psspy
import math

# Ultima edicion 19-05-2014
def preal(vreal,ndec):
v1=str(int(vreal+0.5)) if (ndec==0) else
str(float(int(vreal*(10**ndec)+0.5))/(10**ndec))
v1=v1.replace(".",",")
return v1

# LEEMOS NUDOS DEL CASO EN MEMORIA
def lectura_nudos(sid):
    global nnudos # numero de nudos
    global n_nudo # numero PSSE del nudo i
    global n_nudoi # numero interno del nudo i
    global n_tipo # type del nudo i
    global n_area # numero de area del nudo i
    global n_zona # numero de zona del nudo i
    global n_owner # owner del nudo i
    global n_nombre # nombre del nudo i
    global n_vbase # tension base del nudo i
    global n_kv # tension en kv del nudo i
    ierr, idata = psspy.abusint(sid, 2, ['NUMBER','TYPE','AREA','ZONE','OWNER'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura nudos.Codigo error = %d de la rutina API abusint (ver manual
API.pdf)' % ierr
        nnudos=len(idata[0])
        n_nudo={}
        n_nudoi={}
        n_tipo={}
        n_area={}
        n_zona={}
        n_owner={}
        for k in range(0,nnudos):
```



```

        n_nudo[k]=idata[0][k]
        n_nudoi[n_nudo[k]]=k
        n_tipo[k]=idata[1][k]
        n_area[k]=idata[2][k]
        n_zona[k]=idata[3][k]
        n_owner[k]=idata[4][k]
ierr, idata = psspy.abuschar(sid, 2, ['NAME'])
if ierr:
    print 'Error en lectura nudos. Codigo error = %d de la rutina API abuschar (ver manual API.pdf)'
% ierr
n_nombre={}
for k in range(0,nnudos):
    n_nombre[k]=idata[0][k]
    ierr, idata = psspy.abusreal(sid, 2, ['BASE','KV'])
    if ierr:
        print 'Error en lectura nudos. Codigo error = %d de la rutina API abusreal (ver manual
API.pdf)' % ierr
    n_vbase={}
    n_kv={}
    for k in range(0,nnudos):
        n_vbase[k]=idata[0][k]
        n_kv[k]=idata[1][k]
    print 'Leidos',nnudos,'nudos'# datos enteros de nudos

# LECTURA DATOS AREAS
def lectura_areas(sid):
    global nareas
    global a_nombre
    global a_numero
    global a_numeroi
    global a_pload
    global a_qload
    global a_pgen
    global a_qgen
    global a_ploss
    global a_qloss
ierr, idata = psspy.aareachar(sid, 2, ['AREANAME'])
if ierr:
    print 'Error en lectura areas. Codigo error = %d de la rutina API aareachar (ver manual API.pdf)'
% ierr
a_nombre={}
nareas=len(idata[0])
for k in range(0,nareas):
    a_nombre[k]=idata[0][k]
    ierr, idata = psspy.aareaint(sid, 2, ['NUMBER'])
if ierr:
    print 'Error en lectura areas. Codigo error = %d de la rutina API
aareaint (ver manual API.pdf)' % ierr
a_numero={}
a_numeroi={}

```

```
for k in range(0,nareas):
a_numero[k]=idata[0][k]
a_numeroi[a_numero[k]]=k
ierr, idata = psspy.aareareal(sid,
2,['PLOAD','QLOAD','PGEN','QGEN','PLOSS','QLOSS'])
if ierr:
print 'Error en lectura areas.Codigo error = %d de la rutina API
aareareal (ver manual API.pdf)' % ierr
a_pload={}
a_qload={}
a_pgen={}
a_qgen={}
a_ploss={}
a_qloss={}
for k in range(0,nareas):
a_pload[k]=1000.0*idata[0][k]
a_qload[k]=1000.0*idata[1][k]
a_pgen[k]=1000.0*idata[2][k]
a_qgen[k]=1000.0*idata[3][k]
a_ploss[k]=1000.0*idata[4][k]
a_qloss[k]=1000.0*idata[5][k]
print 'Leidas',nareas,'areas'

# LECTURA DATOS DE ZONAS
def lectura_zonas(sid):
    global nzonas
    global z_nombre
    global z_numero
    global z_numeroi
    global z_pload
    global z_qload
    global z_pgen
    global z_qgen
    global z_ploss
    global z_qloss
ierr, idata = psspy.azonechar(sid, 2, ['ZONENAME'])
if ierr:
print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API azonechar (ver manual API.pdf)' % ierr
z_nombre={}
nzonas=len(idata[0])
for k in range(0,nzonas):
z_nombre[k]=idata[0][k]
ierr, idata = psspy.azoneint(sid, 2, ['NUMBER'])
if ierr:
print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API
azoneint (ver manual API.pdf)' % ierr
z_numero={}
z_numeroi={}
for k in range(0,nzonas):
z_numero[k]=idata[0][k]
```

```

z_numero[i[z_numero[k]]=k
ierr, idata = psspy.azonereal(sid, 2,
['PLOAD','QLOAD','PGEN','QGEN','PLOSS','QLOSS'])
if ierr:
print 'Error en lectura zonas.Codigo error = %d de la rutina API
azonereal (ver manual API.pdf)' % ierr
    z_pload={}
    z_qload={}
    z_pgen={}
    z_qgen={}
    z_ploss={}
    z_qloss={}
for k in range(0,nzonas):
    z_pload[k]=1000.0*idata[0][k]
    z_qload[k]=1000.0*idata[1][k]
    z_pgen[k]=1000.0*idata[2][k]
    z_qgen[k]=1000.0*idata[3][k]
    z_ploss[k]=1000.0*idata[4][k]
    z_qloss[k]=1000.0*idata[5][k]
print 'Leidas',nzonas,'zonas'

# LECTURA DATOS MAQUINAS
def lectura_maquinas(sid):
    global nmaquinas
    global m_nudo
    global m_nudo_i
    global m_nombre
    global m_id
    global m_status
    global m_own1
    global m_pgen
    global m_qgen
    global m_pmax
ierr, idata = psspy.amachchar(sid, 4, ['EXNAME','ID'])
if ierr:
    print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API
amachchar (ver manual API.pdf)' % ierr
nmaquinas=len(idata[0])
m_nombre={}
m_id={}
for k in range(0,nmaquinas):
    m_nombre[k]=idata[0][k]
    m_id[k]=idata[1][k]
    ierr, idata = psspy.amachreal(sid, 4, ['PGEN','QGEN','PMAX'])
if ierr:
    print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API
amachreal (ver manual API.pdf)' % ierr
    m_pgen = {}
    m_qgen={}
    m_pmax = {}

```

```
for k in range(0,nmaquinas):
    m_pgen[k]=1000.0*idata[0][k]
    m_qgen[k]=1000.0*idata[1][k]
    m_pmax[k]=1000.0*idata[2][k]
    ierr, idata = psspy.amachint(sid, 4, ['NUMBER','STATUS','OWN1'])
if ierr:
    print 'Error en lectura maquinas. Código error = %d de la rutina API amachrint (ver manual
    API.pdf)' % ierr
    m_nudo = {}
    m_nudoi={}
    m_status = {}
    m_own1={}
for k in range(0,nmaquinas):
    m_nudo[k]=idata[0][k]
    m_nudoi[m_nudo[k]]=k
    m_status[k]=idata[1][k]
    m_own1[k]=idata[2][k]
    print 'Leidas',nmaquinas,'maquinas'

# En lo sucesivo, leemos los datos red del PSSE para toda la red (no por
subsistema)
sid=-1
ierr = psspy.progress_output(6)
ierr=psspy.fnsi([0,0,0,0,0,0,0])
ierr = psspy.progress_output(1)
lectura_nudos(sid)
lectura_areas(sid)
lectura_zonas(sid)
lectura_maquinas(sid)
#lectura_cargas(sid)
# Lectura del fichero de medidas de trafos de BADAME
ntrafos=0
t_pot={}
t_nombre={}
badamecsv=raw_input('Nombre del fichero potencias trafos de BADAME')
fichero = open(badamecsv+'.csv','r')
fichero.readline()
for linea in fichero:
    idata=linea.split(';')
        t_st=idata[0][0:8].rstrip()
if t_st=='SEGORBE':
    t_st='SEGORBE2'
    t_kv=idata[0][8:11].rstrip()
if len(idata[1])!=0:
    t_area=t_st+' T'+idata[0][19:20]
else:
    t_area=t_st+' T'+idata[0][21:22]
    t_kv='220'
    idata[11]=idata[11].replace('.',',')
if t_kv<' 30':
```

```

        t_pot[t_area]=-float(idata[11])
else:
    t_pot[t_area]=float(idata[11])
    t_nombre[t_area]=idata[0]
    ntrafos=ntrafos+1
    print '\nLeidas',ntrafos,'medidas de trafos en ',badamecsv+'.csv' fichero.close()

# Localizo maquina del nudo swing de cada area
a_maquina={}
for k in range(0,nmaquinas):
    if n_tipo[n_nudoi[m_nudo[k]]]==3:
        a_maquina[a_numeroi[n_area[n_nudoi[m_nudo[k]]]])=k
        #proceso area por area
        deltamax=9999.0

iter=0
itermax=40
ierr = psspy.progress_output(6)
ierr=psspy.fnsi([0,0,0,0,0,0,0])
ierr = psspy.progress_output(1)
if ierr:
    print 'Error en ejecucion Newton-Raphson.Codigo error = %d de la rutina API
    fnsi (ver manual API.pdf)' % ierr
    while (deltamax>10.0) and (iter<itermax):
        deltamax=0.0
        iter=iter+1
        print '\n'
        for k in range(0,nareas):
            a_cambia=1
            ierr, a_load = psspy.ardat(a_numero[k],'LOAD')
if ierr==0:
    a2_pload=1000.0*a_load.real
    a2_qload=1000.0*a_load.imag
elif ierr==2:
    a_cambia=0
elif ierr:
    print 'Error en lectura datos area. Codigo error = %d de la rutina
    API ardat (ver manual API.pdf)' % ierr
    a_cambia=0 if a2_pload==0 else a_cambia
if a_cambia!=0:
    ierr, a_trafo =
    psspy.macdat2(m_nudo[a_maquina[k]],m_id[a_maquina[k]],'PQ')
if ierr:
    print 'Error en lectura datos maquina swing. Codigo error = %d
    de la rutina API macdat2 (ver manual API.pdf)' % ierr
    a2_ptrafo=1000.0*a_trafo.real
    # a2_qtrafo=1000.0*a_trafo.imag
    ierr, a_gen = psspy.ardat(a_numero[k],'GEN')
if ierr:
    print 'Error en lectura datos area. Codigo error = %d de la
    rutina API ardat (ver manual API.pdf)' % ierr

```

```

        a2_pgen=1000.0*a_gen.real-a2_ptrafo
        # a2_qgen=1000.0*a_gen.imag-a2_qtrafo
nombre=a_nombre[k].rstrip()
lineaw='AREA: '+'%3d " % a_numero[k]+'%-12s P.TRAFO: " % nombre+"%6.0f "
% a2_ptrafo
        try:
                pn_trafo=t_pot[nombre]
        except:
                a_cambia=0
if a_cambia==1:
        delta=pn_trafo-a2_ptrafo
        lineaw=lineaw+"---> %6.0f " % pn_trafo+"(Delta=%6.0f" % delta+)"
        a_ploadn=a2_pload+delta
        lineaw=lineaw+"%6.0f ---> " % a2_pload+"%6.0f " %
        a_ploadn+"(Delta=%6.0f" % delta+)' *'
else:
        a_cambia=0
        print lineaw
if a_cambia==1:
        deltamax=abs(delta) if abs(delta)>deltamax else deltamax
        ierr = psspy.progress_output(6)
        ierr = psspy.bsys(1,0,[0,0],1,[a_numero[k]],0,[],0,[],0,[])
if ierr:
        print 'Error en definicion subsistema.Codigo error = %d de la
rutina API bsys (ver manual API.pdf)' % ierr
        ierr,totals,moto =
        psspy.scal(1,0,1,[1,0,1,0],[a_ploadn/1000.0,(a2_pgen+a2_ptrafo)/1000.0,0,0,0,0,0 ])
if ierr:
        print 'Error en escalado cargas. Codigo error = %d de la rutina
API scal (ver manual API.pdf)' % ierr
        ierr,totals,moto = psspy.scal(1,0,2,[1,0,1,0],[a_ploadn/1000.0,totals[2],totals[3],totals[4],totals
[5],totals[6],0])
if ierr:
        print 'Error en escalado cargas. Codigo error = %d de la rutina API scal (ver manual API.pdf)' %
        ierr
        ierr = psspy.progress_output(1)
        ierr = psspy.progress_output(6)
        ierr=psspy.fsnl([0,0,0,0,0,0,0])
        ierr = psspy.progress_output(1)
if ierr:
        print 'Error en ejecucion Newton-Raphson. Codigo error = %d de la rutina
API fsnl (ver manual API.pdf)' % ierr
        print '\n\n'
        print ' TRAF0 P.inic P.fin. P.obj. DeltaP MEDIDA
BADAME'
        print '=====  

====='
```

#deltamax=0.0

```

for k in range(0,nareas):
        a_cambia=1
```

```

ierr, a_trafo = psspy.macdt2(m_nudo[a_maquina[k]],m_id[a_maquina[k]],[PQ'])
if ierr:
    print 'Error en lectura datos maquina swing.Codigo error = %d de la
rutina API macdat2 (ver manual API.pdf)' % ierr
    a2_ptraf0=1000.0*a_trafo.real
    nombre=a_nombre[k].rstrip()
    lineaw="%3d " % a_numero[k]+"%-12s " % nombre+"%6.0f " %
m_pgen[a_maquina[k]]+"%6.0f " % a2_ptraf0
try:
    pn_trafo=t_pot[nombre]
    except:
    a_cambia=0
if a_cambia==1:
    delta=pn_trafo-a2_ptraf0
    # deltamax=abs(delta) if abs(delta)>deltamax else deltamax
    lineaw=lineaw+"%6.0f " % pn_trafo+"%6.0f " % delta
if abs(delta)<10.0:
    lineaw=lineaw+'* '
else:
    lineaw=lineaw+' '
    lineaw=lineaw+"%-30s " % t_nombre[nombre]
    print lineaw
    print '\n\nFin de CambiaPotAreas... se ha alcanzado una precision <','%4.2f' % deltamax,'kW
en',iter,'de',itermax,'iteraciones'

```


ANEXO D: CASO BASE DESAGREGADO, PRIMERA ETAPA

D. 1: Transformación K

D.1.1: Análisis de la Transformación K vista desde su interconexión en 132 kV

A partir de la información de las curvas de correlación demanda-generación (ver apartado B.3.4:) se obtiene el Caso base A 2014 en la transformación K MAT/AT/MT (ver Tabla 10-1), que junto con la solicitud en la interconexión vista desde las líneas 132 kV que alimentan la transformación K (132-66-20 kV) viene definida por los siguientes parámetros:

- Demanda máxima de 139.964 kW el 20/01/2014 a las 21h. En este día la carga en dicha interconexión fue de 31.810 kW. La generación aguas abajo de la misma fue de 108.154 kW.
- La potencia máxima registrada por la interconexión fue de 91.380 kW el 04/03/2014 a las 8h. En este día la generación fue de 34.194 kW y la demanda de 125.574 kW.

Mediante la herramienta Análisis de red MT (Anexo C.1.1), para el conjunto que forma toda la red existente de distribución de referencia (RED) generamos el caso del día 20/01/2014 a las 21h, lo que posibilita separar o identificar la generación DG y la demanda vista en cada transformación desde MAT-AT a media tensión dentro del subsistema 4 objeto de estudio. En este sentido, más adelante en PSS®E se identifica en el referido conjunto dicho subsistema como el Área 20.

Este caso sólo se utiliza para obtener la topología de la red y la distribución de cargas entre centros de transformación, particulares en función de su potencia contratada y de distribución BT en función de su potencia instalada, para intentar reproducir un caso fiel del día 20/01/2014 a las 21h. Para ello, se procede del siguiente modo:

1. Regeneramos la topología con CambiaAreasNudos (Anexo C.2.1).
2. Ajustamos las generaciones a las del 20-01-2014 21h con CambiaPotGeneradores (Anexo C.2.2).
3. Ajustamos las intensidades de LMT a las del 20-01-2014 21h con CambiaAmpZonas (Anexo C.2.4).
4. Ajustamos las potencias de transformadores a las del 20-01-2014 21h con CambiaPotAreas (Anexo C.2.5).

Con todo esto tendríamos un caso fielmente ajustado del 20-01-2014 21h. A continuación, cotejamos los datos de este caso PSS®E con los registros de medida (REMEDI):

Transformación	Trafos (MW)	Trafos REMEDI (MW)	Demanda+pérdidas (MW)	Generación (MW)
K2	2,26	2,17	2,26	0,00
K1 T1	8,00	8,00	30,12	22,12
K1 T2	-3,40	-3,40	0,67	4,07
K3	7,23	7,23	7,23	0,00
K (132/20 kV)	2,03	2,03	2,03	0,00
L2	0,00	Sin dato	0,00	0,00
K6 T1	10,25	10,25	24,71	14,46

Transformación	Trafos (MW)	Trafos REMED (MW)	Demanda+pérdidas (MW)	Generación (MW)
K6 T2	6,48	6,48	22,68	16,20
K4	3,84	3,84	3,84	0,00
K5 11 kV	2,18	Sin dato	2,18	0,00
K6 20 kV	14,97	14,97	14,97	0,00
TOTAL	53,84		110,70	56,86

Tabla A- 4: Transformación K: comparación de los datos proporcionados por PSS®E con los registros de medida (REMED).

Fuente: Elaboración propia.

En particular, a partir la información de las curvas demanda-generación (REMED) para este día y hora en las transformaciones K1 y K6 se obtienen los siguientes valores:

Transformación	Registros de medida (REMED)		Datos proporcionados por PSS®E	
	Demanda (kW)	Generación (kW)	Demanda (MW)	Generación (MW)
K6	47.378	30.648	47,39	30,66
K1	30.794	26.194	30,79	26,19

Tabla A- 5: Transformaciones K1 y K6: comparación de los datos proporcionados por PSS®E con los registro de medida (REMED).

Fuente: Elaboración propia.

Lo que pone de manifiesto que se ha alcanzado un buen ajuste, que ofrece un resultado consistente para el conjunto de la red la red MT en el subsistema objeto de estudio.

Cabe señalar que no se dispone del registro de la medida en la transformación L a media tensión (5 MVA), cuyo efecto puede introducir un error mínimo asumible.

Este caso lo grabamos como **2014012021 K.sav** (caso fiel ajustado MT 20.01.2014 a las 21 h, con la topología de la RED de referencia)

D.1.2: Ajuste de la generación y la demanda en 66 kV a la del día 20-1-2014 21h.

El saldo entre demanda-generación en el sistema de 66 kV se puede calcular como la diferencia entre la carga vista desde la interconexión en 132 kV de la transformación K y la carga vista en las transformaciones (MAT y AT) a MT, que a partir de las cargas del caso base y la Tabla A- 4 resulta $31,810 - 53,84 = 22,03$ MW en el sentido de exportación (generación) hacia el sistema de MT.

Vamos a comparar este valor con lo que arrojan las medidas reales de REMED.

En REMED se observa que el 20-1-2014 21h la generación en el subsistema 4 objeto de estudio es de 51,312 MW, según el siguiente desglose:

Identificación instalación generadora	Generación (kW)
L3	975
L	-50
K7	-18
K4	1.903
L1	-18
L2	853
S	2.609
DG1	10.402
DG2	4.722
DG5	9.393
DG6	13.370
DG3	7.171
DG4	0
TOTAL	51.312

Tabla A- 6: Subsistema 4: registros de las instalaciones de generación en REMED.

Fuente: Elaboración propia a partir de REMED.

Por otra parte, de cada instalación de usuario conectado en 66 kV se obtiene (concentrador secundario) su generación y su demanda de consumo y, como consecuencia, su saldo importador/exportador. Los valores registrados son los siguientes:

	P_{gen}^{76} (kW)	Q_{gen}^{77} (kVAr)	P_{imp}^{78} (kW)	Q_{imp}^{79} (kW)	P_c^{80} (kW)	Q_c^{81} (kW)
DG5	9.393	0	-4.969	380	4.424	380
DG4	0	0	3.521	-411	3.521	-411
DG2	4.722	0	1.124	176	5.846	176
DG1	10.402	0	-10.055	1.706	347	1.706
DG3	7.171	0	-7.174	617	-3	617
DG6	13.370	0	-9.831	3.569	3.539	3.569
TOTAL	45.058	0	-27.384	6.037	17.674	6.037

Tabla A- 7: Subsistema 4: balance de potencia en las instalaciones de los consumidores con capacidad de generación.

Fuente: Elaboración propia a partir de REMED.

Con esto, tenemos las generaciones (P_{gen} y Q_{gen}) y consumos (P_c y Q_c) a nivel de usuario 66 kV que podemos introducir en PSS®E. Por otra parte, tenemos que el saldo total es de 27,384 MW en el sentido exportador (generación), valor bastante parecido a los 22,03 MW calculado antes, por lo que podemos

⁷⁶ P_{gen} : Potencia activa generada por la instalación según REMED.

⁷⁷ Q_{gen} : Potencia reactiva generada. Es nula para todos los casos al considerar un factor de potencia igual a la unidad para todos los generadores.

⁷⁸ P_{imp} : Potencia activa importada (sentido consumo) medida por el concentrador secundario.

⁷⁹ Q_{imp} : Potencia reactiva (sentido consumo) medida por el concentrador secundario.

⁸⁰ P_c : Potencia activa consumo, calculada como $P_{gen} + P_{imp}$.

⁸¹ Q_c : Potencia reactiva consumo, calculada como $Q_{gen} + Q_{imp}$.

dar por buenos estos valores. La diferencia (27,384-22,03=5,354 MW) tiene su origen probable en las pérdidas del sistema de 66 kV y, en parte, en la potencia de consumo de la transformación L antes referida que no se ha modelado por falta de datos.

D.1.3: Incorporación de la generación en MT y AT sin modificar la demanda

Finalmente, para obtener el Caso base A en la transformación K MAT/AT/MT (Tabla 10-1) sólo queda **incorporar la generación en MT del día 4-3-2014 8h sin modificar la demanda**. En el caso PSS®E **2014012021 K.sav** (MT) ejecuto CambiaSoloPotGeneradores (Anexo C.2.3).

Convergemos el caso y lo grabamos como **2014012021 K agregado.sav**

Los datos principales obtenidos PSS®E del caso son los siguientes (datos en MW):

	Trafos (MW)	Demanda (MW)	Generación (MW)
K2	0,13	2,26	2,13
K1 T1	9,17	30,12	20,94
K1 T2	0,64	0,64	0,01
K3	5,58	7,52	1,94
K (132/20 kV)	1,09	2,04	0,95
L2	0,00	0,00	0,00
K6 T1	24,43	24,69	0,26
K6 T2	17,10	22,67	5,58
K4	3,83	3,84	0,01
K5 11 kV	2,17	2,18	0,02
K5 20 kV	14,93	14,97	0,04
TOTAL	79,06	110,94	31,88

Tabla A- 8: Extracto cargas PSS®E en las transformaciones a MT al combinar demanda máxima (20.01.2014 21h) con la generación DG en MT correspondiente a solicitud máxima en la interconexión (04.03.2014 8h).

Fuente: Elaboración propia a partir de PSS®E.

A continuación se comprueba que estos datos son consistentes.

En relación con la Tabla A- 4, se observa que las demandas no han variado, y las comprobaciones anteriores confirman un ajuste adecuado de las cargas observadas por demanda.

La generación MT que da PSS®E es 31,88 MW (ver Tabla A- 8 anterior). La generación en AT registrada 04.03.2014 a las 8 h en REMED es de 7,721 MW con el siguiente desglose:

Nombre del Punto	Valor
DG5	0
DG6	0
DG1	0
DG4	0
DG2	4.725
DG3	517
L1	1.340
L	-50
K4	-23
K7	-19
L2	986

Nombre del Punto	Valor
S	260
K3	-15
TOTAL	7.721

Tabla A- 9: Transformación K: generación en AT registrada en REMED.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REMED.

Por tanto, la generación total es de $31,88 + 7,721 = 39,601$ MW, valor bastante ajustado a los 34,194 MW de generación identificada en las gráficas generación-demanda del día 4-3-2014 a las 8h para todo el subsistema 4.

Por otra parte, a nivel de transformación a MT, resulta una generación aguas abajo de K1 de 20,95 MW (ver Tabla 3), en contraste con los 20,87 MW obtenidos en las gráficas demanda-generación. En la transformación K1 resulta una generación de 5,84 MW mientras que de las gráficas demanda-generación esta cifra es de 5,59 MW.

En base a lo anterior, para completar la elaboración del **Caso base A en la transformación K MAT/AT/MT** (Tabla 10-1) en PSS®E, sólo resta incorporar las demandas y generaciones en los siguientes nudos de la red de 66 kV :

- a) En los nudos AT de los transformadores a MT

ST	Generación MW	Generación MVA	Demanda (MW)	Demanda (MVA)
K2	2,1285	0	2,2592	0,5059
K1	20,9532	0	30,761	9,1226
K3	1,9422	0	7,5223	2,0802
K	0,9483	0	2,0423	-0,8262
L2	0	0	0	0
K6	5,8368	0	47,3581	12,3659
K4	0,01	0	3,8399	1,1122
K5	0,06	0	17,1534	4,2564
TOTAL	31,879	0	110,9362	28,617

Tabla A- 10: Transformación K: demandas y generaciones a integrar en los nudos AT de los transformadores MT.

Fuente: Elaboración propia.

- b) En los nudos de clientes en AT, incorporamos su generación activa (Tabla 4):

Instalación Cliente	Generación (MW)
DG5	0
DG6	0
DG1	0
DG4	0
DG2	4,725
DG3	0,517

Tabla A- 11: Transformación K: demandas a integrar en los nudos de clientes AT.

Fuente: Elaboración propia.

Con generación reactiva nula (supuesto funcionamiento a coseno fi 1).

- c) En los nudos de clientes en AT, incorporamos la demanda de la Tabla A- 6.
d) En los nudos de generadores que vierten en AT, incorporamos sus generaciones activas:

Generador	Generación (MW)
L1	1,340
L	-0,050
K4	-0,023
K7	-0,019
L2	0,986
S	0,260
K3	-0,015

Tabla A- 12: Transformación K: generaciones a integrar en los nudos de generadores que vierten en AT.

Fuente: Elaboración propia.

A falta de reactiva de generación, también se puede presuponer un $\cos \phi$ igual a uno, admisible el mínimo error al resultar muy bajo el nivel de la generación DG.

Todas estas generaciones se incorporan, nudo a nudo, en un caso PSS®E que contiene la red pasiva de 66 kV (invierno 2014-15), en la que se abren las dos líneas de 132 kV que abastecen la transformación K y se añade un generador swing en la barra de 132 kV de la transformación K, con lo que obtendremos sólo la red del subsistema 4 objeto de estudio. Sobre esta red se incorporan estas demandas y generaciones y ejecutamos la convergencia del caso.

A continuación, se reasignan nudos y cargas del referido subsistema a una nueva área (la número 20). El resultado al converger el **Caso base A en la transformación K MAT/AT/MT** (Tabla 10-1) es el siguiente:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, JUL 01 2015  9:27
CASO DE INVIERNO  FECHA: 31/12/2014                    AREA TOTALS
PUNTA DE INVIERNO 2014/15                             IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----          TO
GENE- FROM IND TO IND TO TO BUS GNE BUS
RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES
TO LINE FROM TO TO TIE TO TIES DESIRED
X-- AREA --X  RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES LINES + LOADS NET INT
3          1003.2  0.0      0.0 -17785.6  19365.7  0.0      0.0      0.0      -16.9  -560.0  -560.0  0.0
RED-EX     186.9   0.0      0.0 -14705.2  14891.9  0.0      0.0     130.8     8.1   122.8   122.8
11         1564.0  0.0      0.0 -24310.3  25204.8  0.0      2.0      0.0     16.8   650.8   650.8  0.0
RED-INT    83.5   0.0      0.0 -23875.1  23793.0  0.0      5.8     128.9    372.2  -83.5  -83.5
20         39.0   0.0      0.0  128.6     0.0      0.0      0.1      0.0     1.1   -90.8  -90.8  0.0
BOLSA K    0.0     0.0      0.0   34.7     0.0      0.0      0.8      3.1     6.9   -39.3  -39.3
COLUMN     2606.3  0.0      0.0 -41967.4  44570.5  0.0      2.1      0.0     1.0    0.0    0.0  0.0
TOTALS     270.3   0.0      0.0 -38545.7  38685.0  0.0      6.5     262.7    387.3  0.0    0.0
    
```

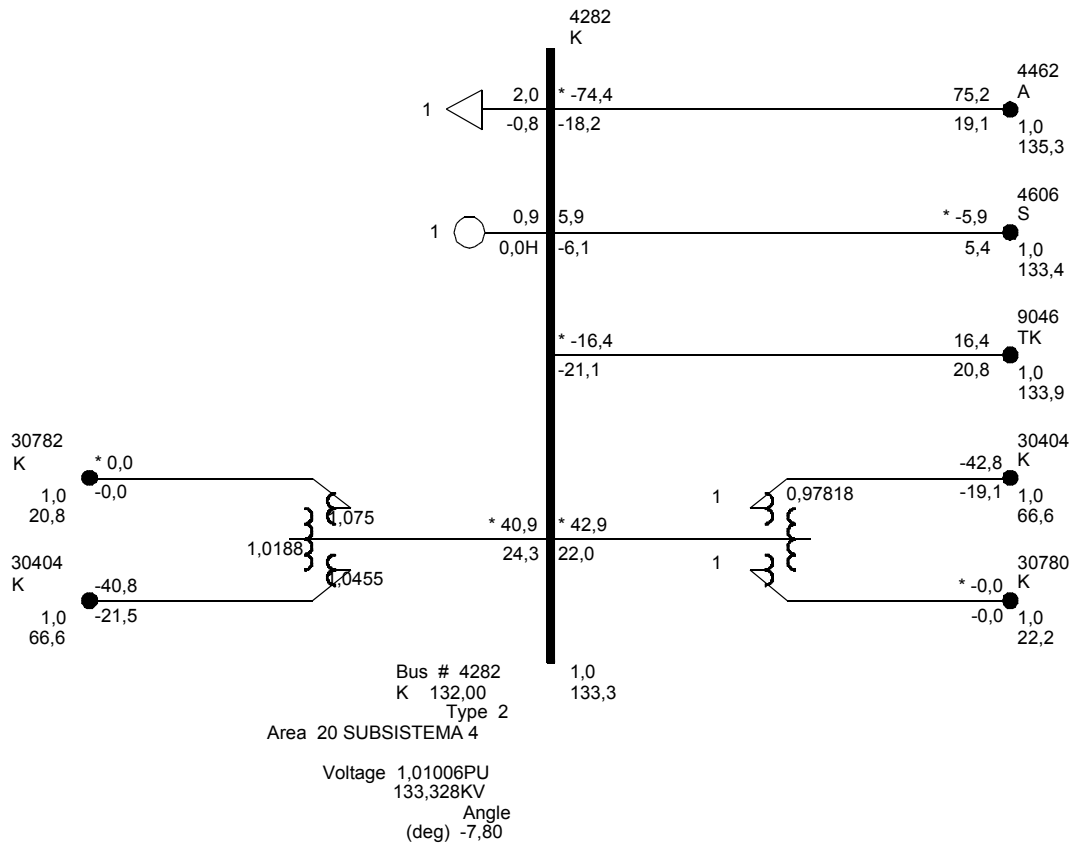
Tabla PSSE K 2014

Para el área 20 (Subsistema 4) se obtienen los siguientes valores agregados:

- Generación = 39,0 + 0 j MVA
- Demanda = 128,6 + 34,7 j MVA
- Interconexión = -90,8 – 39,3 j MVA
- Losses = 1,1 + 6,9 j MVA
- Charging (Susceptancia) = - 3,1j MVA
- Pérdidas observadas = Losses + Charging = 1,1 + 3,8j MVA
- Demanda + pérdidas = 129,7 + 41,6 j MVA

La demanda más las pérdidas que en el subsistema 4 el día 20-1-2014 a las 21h es de 139,964 MW, según los gráficos demanda-generación. Tras el tratamiento descrito de los datos, en PSS®E se obtienen 129,7 MW.

En el ámbito de generación, para el subsistema 4 el día 4-3-2014 a las 8h es de 34,194 MW, mientras que en PSS®E nos calcula 39,0 MW. La interconexión Según PSS®E la interconexión vista en la transformación K resulta: $-74,4 - 16,4 = -90,8$ MW, con el siguiente esquema de nudo:



Este caso se grava como **PSSE_66kV.raw**

En la red AT no se observan ni sobrecargas ni tensiones fuera de límites reglamentarios ($\pm 7\%$). Las Figuras 10-17 y 10-18 en el apartado 10.3.3.1 acreditan este extremo.

D.1.4: Análisis de contingencias

Al ser mallado el subsistema 4 (área 20) mediante PSS®E se realiza el análisis de contingencias que ofrece los resultados que se incluyen a continuación.

En un sistema mallado la PNG surge como pérdida de carga (LOSS OF LOAD REPORT) y corresponde a estructuras de la red en antena con mercado afectado. Con la tensión en cada nudo dentro de sus límites reglamentarios ($\pm 7\%$), las sobrecargas identificadas (MONITORED BRANCH) ante el fallo de un elemento (CONTINGENCY LABEL) y su grado (%) anuncian potencial PNG, pues dichas sobrecargas sólo pueden aliviarse mediante el trasvase de carga en MT a otras redes colindantes que lo admitan, o bien mediante deslastres de carga (PNG).

Se adopta esta aplicación de PSS®E para evaluar el nivel de PNG en el Subsistema 4, que como se ha indicado resulta conservador al no contemplar el posible apoyo desde apoyos secundarios (redes MT colindantes con capacidad de auxilio).

```

ACCC OVERLOAD REPORT: MONITORED BRANCHES AND INTERFACES LOADED ABOVE 100.0 % OF RATING SET A (BASE CASE) OR B
(CONTINGENCY CASES)
% LOADING VALUES ARE % MVA FOR TRANSFORMERS AND % CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
INCLUDES VOLTAGE REPORT. VOLTAGE LIMITS USE NORMAL

AC CONTINGENCY RESULTS FILE: H:\JPL\Transformación K 2014\PSSE_66 kV (2014)\AC\ContingencySolution Output.acc
DISTRIBUTION FACTOR FILE: H:\JPL\Transformación K 2014\PSSE_66 kV (2014)\AC\DFAXOutput.dfx
SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: H:\JPL\Transformación K 2014\PSSE_66 kV (2014)\AC\SubSystemDefinition.txt
MONITORED ELEMENT FILE: H:\JPL\Transformación K 2014\PSSE_66 kV (2014)\AC\MonitoredElement.txt
CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: H:\JPL\Transformación K 2014\PSSE_66 kV (2014)\AC\ContingencyDescription.txt

**PERCENT LOADING UNITS**
%MVA FOR TRANSFORMERS
% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES
**OPTIONS USED IN CONTINGENCY ANALYSIS**
Solution engine: Full Newton-Raphson (FNLS)
Solution options
  Tap adjustment: Lock taps
  Area interchange control: Disable
  Phase shift adjustment: Disable
  Dc tap adjustment: Disable
  Switch shunt adjustment: Lock all
  Induction motor treatment: Stall
  Induction machine failure: Treat contingency as non-converged
Non diverge: Disable
Mismatch tolerance (MW ): 0.001
Dispatch mode: Disable

<----- MONITORED BRANCH -----> <----- CONTINGENCY LABEL -----> RATING FLOW %
4282*K 132.00 3WINDTR K WND 1 A2 SINGLE 4282-30404-30780 (A1) 80.0 90.7 113.3
30404*K 66.000 3WINDTR K WND 2 A2 SINGLE 4282-30404-30780 (A1) 80.0 85.7 107.1
4282*K 132.00 3WINDTR K WND 1 A1 SINGLE 4282-30404-30782 (A2) 80.0 90.7 113.4
30404*K 66.000 3WINDTR K WND 2 A1 SINGLE 4282-30404-30782 (A2) 80.0 86.0 107.5
30404 K 66.000 30538*K6 66.000 1 SINGLE 30404-30477 (1) 51.9 53.4 104.4
30477 TK5 66.000 30538*K6 66.000 1 SINGLE 30404-30538 (1) 51.9 52.1 102.0
30404 K 66.000 30538*K6 66.000 1 SINGLE 30477-30538 (1) 51.9 52.1 101.8

LOSS OF LOAD REPORT:
<----- B U S -----> <----- CONTINGENCY LABEL -----> LOAD(MW)
30310 K2 66.000 SINGLE 30308-30310 (1) 2.26
30310 K2 66.000 SINGLE 30308-30326 (1) 2.26
30357 K3 66.000 SINGLE 30308-30326 (1) 7.52
30357 K3 66.000 SINGLE 30308-30357 (1) 7.52
    
```

El extracto de sus resultados indican en la valoración del Caso base A 2014 en la transformación K MAT/AT/MT (Tabla 10-1) sobre el alcance en PNG lo siguiente:

- Sobrecarga de la transformación K 132/66 ante el fallo de la otra unidad. Si se admite una sobrecarga operativa del 10 % en la transformación se obtiene una PNG potencial: $90,7 - 80 \times 1,1 = 2,7$ MVA. Esta PNG potencial resulta cero con una sobrecarga del 13,4 %, o bien es asumible como cero pues su magnitud permite fácil resolución operativa, trasvasando 2,7 MVA de carga del subsistema 4 a través de la red MT a otros sistemas de apoyo colindantes (M y G).
- Sobrecargas asumibles en la red de 66 kV que alimenta la transformación K6 desde K, pues su magnitud permite fácil resolución operativa, reduciendo la carga en K6 a través de la red MT al sistema de apoyo colindante con origen en G.
- PNG ante fallo simple en tramos de red en antena con mercado afectado: K2 (2,26 MW) y K3 (7,52 MW). El peor escenario (contingencia en el tramo K1 a TK2, nudos 30308 – 30326) conlleva una PNG de 9,78 MW (2,26 + 7,52).
- No obstante, la PNG de K2 puede verse aliviada debido a su magnitud que permite fácil resolución operativa, reduciendo la carga en K2 a través de la red MT al sistema de apoyo colindante con origen en K y M. Del mismo modo, la correspondiente a K3 también cuenta con los apoyos desde N y P. En ambos casos existe DG en MT, pero en el Caso base A 2014 elaborado se encuentra con un nivel de baja producción, lo que estresa en mayor medida la red.

Por todo ello, en el Caso base A 2014 elaborado cabe concluir que el funcionamiento operativo del subsistema 4 resulta adecuado, con las limitaciones identificadas, resultando admisibles las contingencias por fallo simple de sus elementos constitutivos (PNG = 0). Las limitaciones identificadas

anuncian las restricciones estructurales sobre las que la evolución de la demanda pueda llevar a requerir desarrollos y/o refuerzos de red.

D.1.5: Valoración de los resultados

Las diferencias mostradas entre los valores de generación y demanda observados en los registros de medida y calculados por PSS®E con el tratamiento descrito de los datos no resultan relevantes y tienen su origen en el proceso en su obtención, en base a los siguientes extremos:

- El proceso empleado al elaborar las gráficas generación-demanda no incluye la generación sin registro de medida, mientras que al elaborar el caso PSS®E sobre una realidad fiel que incorpora generación DG de otro escenario se incluye una estimación para estas generaciones mediante la aplicación del factor de funcionamiento para un perfil horario de una instalación fotovoltaica sobre la potencia instalada, en función del mes, hora del día y zona solar (RD 413/2014, [118]). El alcance de este efecto depende la penetración de instalaciones con producción DG de origen solar en la red MT objeto de análisis así como de la hora del día, y se introduce al aplicar los programas CambiaPotGeneradores y CambiaSoloPotGeneradores.
- En el caso PSSE_66kV.raw no se ha ajustado su resultado en la interconexión K con su registro (curvas generación- demanda), ya que se han ajustado las demandas en MT para cuadrar sus interconexiones con el sistema de 66 kV (CambiaPotAreas) y se ha preferido no modificar la demanda en AT al disponer de los registros de medida de generación y demanda con un alcance sobre muy pocas instalaciones, que desvirtuarían el carácter representativo del caso elaborado.

Los resultados del PSS®E relativos a los valores de demanda e interconexión del área 20 ponen de manifiesto un sistema modelado sin la adecuada compensación de la potencia reactiva. No obstante, en base a las diferencias no significativas antes señaladas, el nivel de pérdidas observado y la similitud entre la potencia activa a la aparente (cosenos de φ próximos a la unidad en la operación normal del sistema) se concluye que los resultados alcanzados en el flujo de cargas (PF) PSSE_66kV.raw simulan adecuadamente el comportamiento del sistema en el Caso base A 2014 en la transformación K MAT/AT/MT (Tabla 10-1) identificado, no resultando necesario su optimización (OPF) para el objetivo del mismo en el modelo propuesto.

D. 2: Transformación K6

D.2.1: Análisis de la Transformación K6 vista desde su interconexión en 66 kV

A partir de la información de las curvas demanda-generación se obtiene el Caso base B_{MT} en la transformación K6 AT/MT, cuya solicitud en la interconexión en la transformación 66/20 kV viene definida por los siguientes parámetros:

- Demanda máxima de 49.025 kW el 23/01/2014 a las 21h. En esta fecha la interconexión (cargas de los transformadores) fue de 19.230 kW y la generación aguas abajo de 29.795 KW.
- Potencia máxima por la interconexión de 39.100 kW el 04/04/2014 8h. En esta fecha la generación fue de 38 kW (prácticamente parada).

Mediante la herramienta Análisis de red MT (Anexo C.1.1), para el conjunto que forma toda la red existente de distribución de referencia (RED) generamos el caso de fecha 23/01/2014 a las 21h.

Este caso sólo se utiliza para obtener la topología de la red y la distribución de cargas entre centros de transformación, particulares en función de su potencia contratada y de distribución BT en función de su potencia instalada, para intentar reproducir un caso fiel del día 23/01/2014 a las 21h. Para ello, se procede del siguiente modo:

1. Regeneramos la topología con CambiaAreasNudos (Anexo C.2.1)
2. Ajustamos las generaciones a las del 23-1-2014 21h con CambiaPotGeneradores (Anexo C.2.2).
3. Ajustamos las intensidades de LMT a las del 23-1-2014 21h con CambiaAmpZonas (Anexo C.2.4).
4. Ajustamos las potencias de transformadores a las del 23-1-2014 21h con CambiaPotAreas (Anexo C.2.5).

Con todo esto tendríamos un caso fielmente ajustado del 23-01-2014 21h.

A continuación, se contrastan los resultados del flujo de cargas de este caso (PSS®E) con los registros de medida (REMEDI) que ponen de manifiesto el buen ajuste alcanzado:

- Cargas de transformadores: resulta un buen ajuste:

TRAFO	REMEDI (MW)	PSS®E (MW)
TF-1	11,17	11,2
TF-2	8,06	8,1
TOTAL	19,23	19,3

Tabla A- 13: Transformación K6: comparación de los datos proporcionados por PSS®E con los registro de medida (REMEDI).

Fuente: Elaboración propia.

- Demanda + pérdidas aguas abajo de la transformación K6, frente a los 49,025 MW previstos:

TRAFO	PSS®E (MW)
TF-1	25,7
TF-2	23,4
TOTAL	49,1

Tabla A- 14: Transformación K6: datos de consumo obtenidos con PSS®E.

Fuente: Elaboración propia.

- Generación aguas abajo de la transformación K6, frente a los 29,261 MW previstos:

TRAFO	PSS®E (MW)
TF-1	11,900
TF-2	17,372
TOTAL	29,272

Tabla A- 15: Transformación K6: datos de generación obtenidos con PSS®E.

Fuente: Elaboración propia.

Este caso lo grabamos como **2014012321 K6.sav** (caso fiel ajustado MT 23.01.2014 a las 21 h, con la topología de la RED de referencia).

D.2.2: Incorporación de la generación en MT sin modificar la demanda

Finalmente, para obtener el Caso base B_{MT} en la transformación K6 AT/MT sólo resta **incorporar la generación en MT del día 4-4-2014 8h sin modificar la demanda**. Sobre el caso PSS®E **2014012321 K6.sav** (MT) se ejecuta CambiaSoloPotGeneradores (Anexo C.2.3).

Con PSS®E se converge el caso y se graba como **2014012321 K6 agregado.sav**

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, JUL 01 2015  9:27
CASO DE INVIERNO  FECHA: 31/12/2014                    AREA TOTALS
PUNTA DE INVIERNO 2014/15                             IN MW/MVAR
-----AT AREA BUSES-----
FROM  FROM IND  TO IND  TO  TO BUS  TO  TO LINE  FROM  TO  -NET INTERCHANGE-
GENE- FROM IND  TO IND  TO  SHUNT  GNE BUS  TO LINE  CHARGING  LOSSES  TO TIE  TO TIES  DESIRED
X-- AREA --X  RATION GENERATN  MOTORS  LOAD  SHUNT  DEVICES  SHUNT  FROM  LOSSES  LINES  +  LOADS  NET INT
3          1003.2  0.0  0.0 -17785.6  19365.7  0.0  0.0  0.0  -16.9  -560.0  -560.0  0.0
ESTE-EX    186.9  0.0  0.0 -14705.2  14891.9  0.0  0.0  130.8  8.1  122.8  122.8
11         1564.0  0.0  0.0 -24310.3  25204.8  0.0  2.0  0.0  16.8  650.8  650.8  0.0
ESTE-ID    83.5  0.0  0.0 -23875.1  23793.0  0.0  5.8  128.9  372.2  -83.5  -83.5
20         39.0  0.0  0.0  128.6  0.0  0.0  0.1  0.0  1.1  -90.8  -90.8  0.0
BOLSA C.CUER  0.0  0.0  0.0  34.7  0.0  0.0  0.8  3.1  6.9  -39.3  -39.3
COLUMN     2606.3  0.0  0.0 -41967.4  44570.5  0.0  2.1  0.0  1.0  0.0  0.0  0.0
TOTALS    270.3  0.0  0.0 -38545.7  38685.0  0.0  6.5  262.7  387.3  0.0  0.0
    
```

Los datos principales obtenidos PSS®E del caso son los siguientes (datos en MW):

	POT.TRAFOS (MW)	DEMANDA+PERDIDAS (MW)	GENERACION (kW)
TF-1	25.607,2	25.756,2	149,0
TF-2	23.233,3	23.292,9	59,6
TOTAL STR	48.840,6	49.049,2	208,6

Tabla A- 16: Subestación K6: balance de potencia activa.

Fuente: Elaboración propia.

Existe un ligero desajuste en la generación del día 4-4-2014 8h que fue, según REMED, de 38 frente a 208,6 kW.

Como se aprecia, los transformadores 2 x 66/20 kV (20 MVA) se encuentran sobre cargados.

La generación del día 4-4-2014 8h está prácticamente parada. El siguiente cuadro refleja las generaciones aguas abajo de la transformación K6 según PSS®E en dicha fecha y hora:

TRAFO	LMT	NUDO	Referencia	Tensión	Pnominal Gen(kW)	PGen (kW)
K6 T1	11	65983	CTD PV	BT		16
K6 T1	09	66071	CTD PV	BT		4
K6 T1	09	66358	CTD PV	BT		1
K6 T1	09	66388	CTD PV	BT		1
K6 T1	09	67475	CTD PV	BT		1
K6 T1	02	91813	CHP 2 MT	MT	8.000	52
K6 T1	11	94110	CTD PV	BT		20
K6 T1	08	95105	CHP 1 MT	MT	9.972	0
K6 T1	03	95336	CTD PV	BT		8
K6 T1	11	99292	CTD PV	BT		3
K6 T1	09	107331	CTD PV	BT		5
K6 T1	27	107591	CTD PV	BT		4
K6 T1	09	116231	PV MT	MT	50	10
K6 T1	09	118110	PV MT	MT	20	4
K6 T1	09	118161	PV MT	MT	50	10

TRAFO	LMT	NUDO	Referencia	Tensión	Pnominal Gen(kW)	PGen (kW)
K6 T1	09	118164	PV MT	MT	50	10
K6 T2	16	86714	CHP 4 MT	MT	5.505	0
K6 T2	15	91812	CHP 3 MT	MT	12.552	0
K6 T2	16	94098	CTD PV	BT		16
K6 T2	21	103844	CTD PV	BT		4
K6 T2	24	122121	PV MT	MT	198	39,6

Tabla A- 17: Transformación K6: generación para el 04/04/2014 a las 08:00.

Fuente: Elaboración propia.

En la red MT no se observan ni sobrecargas ni tensiones fuera de límites reglamentarios ($\pm 7\%$).

D.2.3: Análisis de contingencias

Los valores de PNG por fallo de transformador obtenidos son los siguientes (Anexo C.1.2):

T-1 66/20 kV 20 MVA PNG = 6,294 MW

T-2 66/20 kV 20 MVA PNG = 9,506 MW

En la red de MT con origen en la transformación K6 se producen las siguientes PNGs: **Error! Vínculo no válido.** Los DER identificados como disponibles conectados a la red MT (DG CHP) se identifican en la Tabla A-16 como instalaciones de una capacidad relevante de producción eléctrica gestionable (mayor de 5 MVA de potencia de generación instalada) vinculada a usuarios de la red de distribución que incorporan la cogeneración en sus procesos industriales.

En la tabla a continuación se presenta el efecto de una aportación teórica de producción DG de cada uno de los DER antes identificados, al máximo de su capacidad, en su punto de conexión a la red y su efecto sobre la PNG por fallo de transformador:

		Aportación DER simulada P (MW)				
		CHP 3 MT	CHP 2 MT	CHP 4 MT	CHP 1 MT	
		12,5 MW	8 MW	5,505 MW	9,972 MW	
		PNG (MW)				
Fallo simple	K6 T1	6294	6524	PNG resuelta	7409	PNG resuelta
Fallo simple	K6 T2	9506	PNG resuelta	8713	5505	7063

Tabla A- 18: Efecto sobre la PNG por fallo de transformador de cada uno de los DER identificados.

Fuente: Elaboración propia.

Así mismo, en la tabla a continuación se presenta el efecto de una aportación teórica de producción DG de cada uno de los DER antes identificados, al máximo de su capacidad, en su punto de conexión a la red y su efecto sobre la PNG en la red MT:

Nudo Fallo	Trafo	Linea	kV	Subt	MVAinst	MW	PNG (MVAinst)	PNG (MW)	CHP 2 MT	CHP 3 MT	CHP 4 MT	CHP 2 MT+CHP 3 MT	PNG (Clientes)
									8 MW	12.55 MW	5,505 MW	8+12.55 MW	
nudo 107901	K6 T2	L-17	20	S	21.86	5.47	21.86	5.47	4.47	resuelto	5.47	resuelto	5475
nudo 99578	K6 T2	L-17	20	S	20.83	5.20	20.83	5.20	resuelto	resuelto	5.20	resuelto	5193
nudo 66329	K6 T2	L-17	20	S	19.80	4.98	19.80	4.98	3.95	resuelto	4.98	resuelto	4976
nudo 66291	K6 T2	L-16	20	A	11.90	4.78	11.90	4.78	resuelto	resuelto	4.38	resuelto	134
nudo 81638	K6 T2	L-22	20	S	6.91	4.60	6.91	4.60	3.62	resuelto	4.60	resuelto	19
nudo 112283	K6 T2	L-16	20	S	11.45	4.54	11.45	4.54	3.55	1.40	3.91	1.40	133
nudo 87996	K6 T2	L-16	20	A	11.45	4.54	11.45	4.54	3.55	2.03	3.65	2.06	133
nudo 95177	K6 T1	L-03	20	S	16.11	5.82	6.63	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	1862
nudo 141498	K6 T2	L-16	20	S	4.46	1.98	4.46	1.98	1.09	resuelto	1.98	resuelto	86
nudo 112282	K6 T2	L-16	20	S	2.62	1.37	2.62	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37	2
nudo 101989	K6 T2	L-16	20	S	3.67	1.13	3.67	1.13	resuelto	resuelto	0.60	resuelto	34
nudo 65977	K6 T1	L-03	20	A	12.72	3.78	3.29	0.95	0.56	0.95	0.95	0.95	1670
nudo 66259	K6 T1	L-03	20	S	1.30	0.92	1.30	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	1
nudo 99586	K6 T2	L-17	20	S	11.87	3.98	3.95	0.88	3.07	0.88	0.88	0.88	904
nudo 102859	K6 T2	L-16	20	S	2.22	0.86	2.22	0.86	resuelto	resuelto	0.86	resuelto	10
nudo 124829	K6 T1	L-03	20	S	12.32	3.66	2.89	0.83	resuelto	0.83	0.83	resuelto	1415
nudo 102775	K6 T1	L-09	20	S	4.24	0.81	4.24	0.81	resuelto	resuelto	0.81	resuelto	1523
nudo 65971	K6 T2	L-17	20	S	2.26	0.75	2.26	0.75	resuelto	resuelto	0.75	resuelto	925
nudo 66392	K6 T1	L-09	20	A	3.63	0.71	3.63	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	1225
nudo 65969	K6 T2	L-17	20	S	5.22	0.66	5.22	0.66	resuelto	resuelto	0.66	resuelto	714
nudo 66217	K6 T1	L-04	20	A	0.90	0.55	0.90	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	2

Tabla A- 19: Efecto de sobre la PNG en la red de MT de cada uno de los DER identificaos.

Fuente: Elaboración propia.

D.2.4: Valoración de los resultados

En la Figura A- 38 se muestra un esquema de la topología de la red MT aguas abajo de la transformación K6 en el caso base, cuyo detalle se amplía en la Figura A- 39 para situar de forma descontextualizada las instalaciones DER antes identificadas.

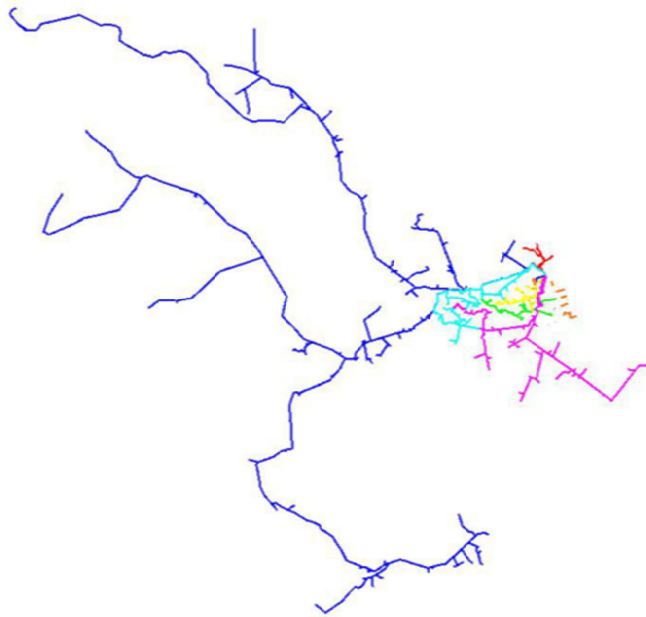


Figura A- 38: Identificación de las instalaciones DER aguas debajo de la transformación K6.

Fuente: Elaboración propia.

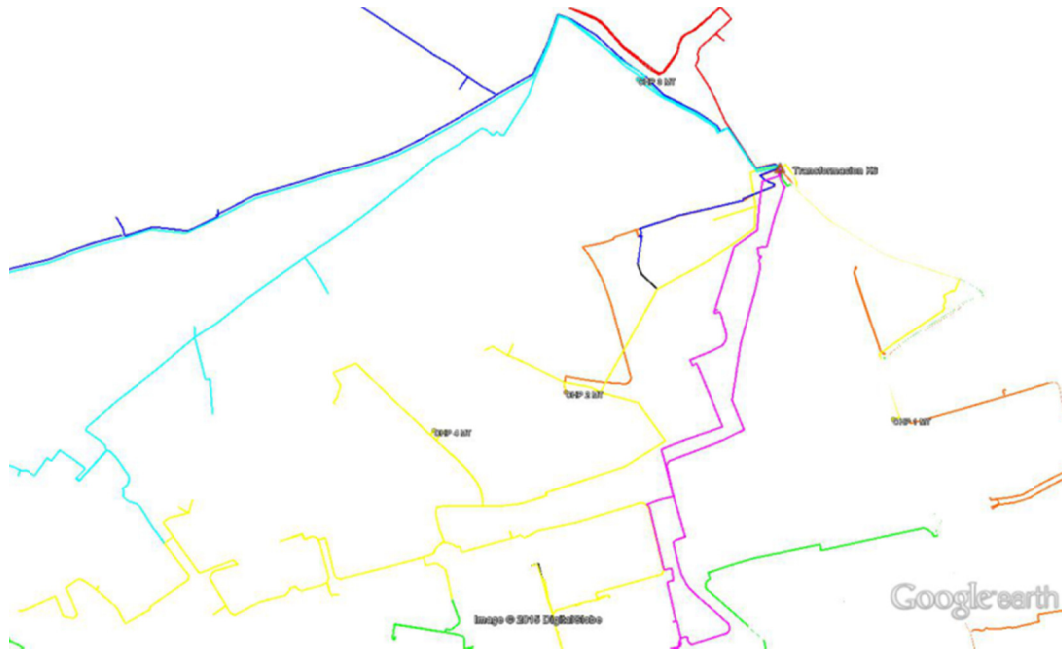


Figura A- 39: Detalle de la Figura A- 38.

Fuente: Elaboración propia.

En el análisis de contingencias se ha comprobado el potencia efecto de los recursos DER conectados para aliviar las PNG detectadas. Este efecto depende en gran medida de la ubicación del recurso DER en la red. En este caso, de las cuatro instalaciones potencialmente disponibles tres de ellas (CHP 1, 2 y 3 MT) vierten su producción eléctrica a través de línea directa (CHP 1), o prácticamente dedicada (CHP 2 y CHP 3), en barras de 20 kV en la subestación K6, por lo que no contribuyen a aliviar la PNG en red de MT pero sí la correspondiente al fallo de la transformación en K6 llegando incluso a resolverla (ver Tabla TT).

La instalación CHP 4 MT se encuentra conectada en una línea MT que puede recibir apoyo de las líneas de evacuación de CHP 2 y CHP 3. Por ello, en los escenarios hipotéticos presentados, CHP 2 y CHP 3 llegan a resolver la práctica totalidad de las PNG en la red MT subordinada a la transformación K6 (ver Tabla TT2).

Dados los reducidos niveles de PNG calculados en el caso base representativo de la situación de mayor estrés en el subsistema dependiente de la transformación K6 2014, en este caso, los resultados pueden cuestionar la efectividad de la solución DER (dificultad de pre definir las condiciones de un servicio muy ocasional de elevado coste) frente a la probabilidad de la ocurrencia de las mismas (tasa de fallo asociada a los distintos elementos críticos adecuadamente operados y mantenidos) y el tiempo necesario para el restablecimiento de la adecuada condición operativa de la red, como parte de la gestión operativa de los activos de red.

El ajuste alcanzado entre los valores de generación y demanda observados en los registros de medida y calculados por PSS®E con el tratamiento descrito de los datos resulta satisfactorio. Por lo que se concluye que los resultados alcanzados en el flujo de cargas (PF) **2014012321 K6 agregado.sav** simulan adecuadamente el comportamiento del sistema en el Caso base B_{MT} en la transformación K6 AT/MT 2014 (Tabla 10-3) identificado, no resultando necesario su optimización (OPF) para el objetivo del mismo en el modelo propuesto.

ANEXO E: CASO BASE DESAGREGADO, SEGUNDA ETAPA

E. 1: Perfiles comportamiento identificados

A continuación se muestran los perfiles horarios de carga durante 2014 observados en las transformaciones a MT de las subestaciones de distribución eléctrica en la red existente de distribución (RED) de referencia.

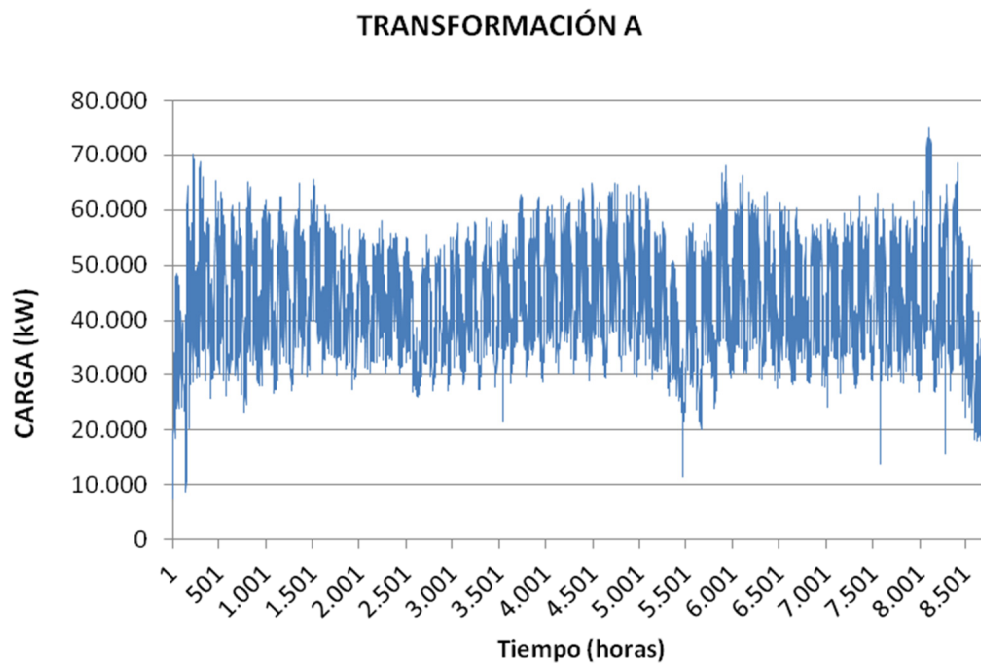


Figura A- 40: Perfil horario de carga transformación A (2014).

Fuente: Elaboración propia.

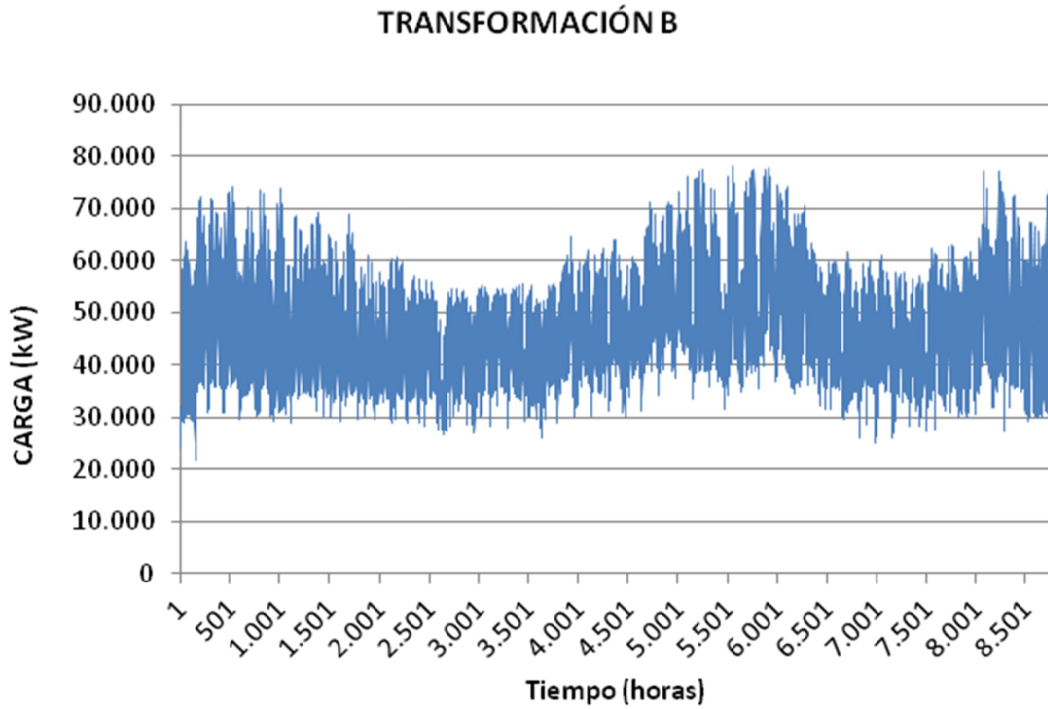


Figura A- 41: Perfil horario de carga transformación B (2014).

Fuente: Elaboración propia.

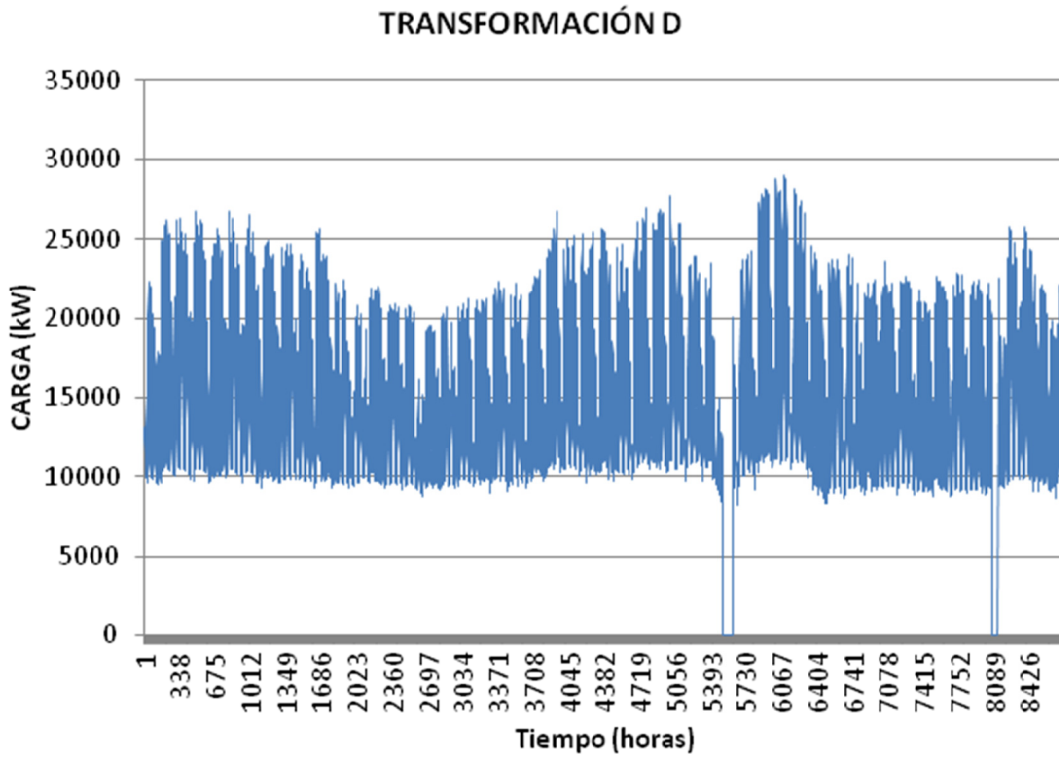


Figura A- 42: Perfil horario de carga transformación D (2014).

Fuente: Elaboración propia.

TRANSFORMACIÓN F

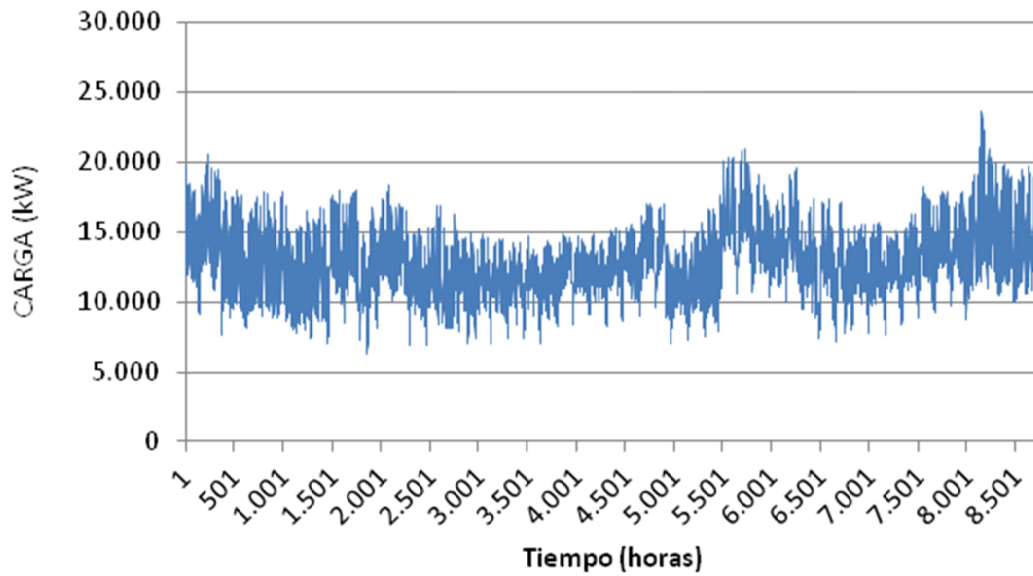


Figura A- 43: Perfil horario de carga transformación F (2014).

Fuente: Elaboración propia.

TRANSFORMACIÓN G

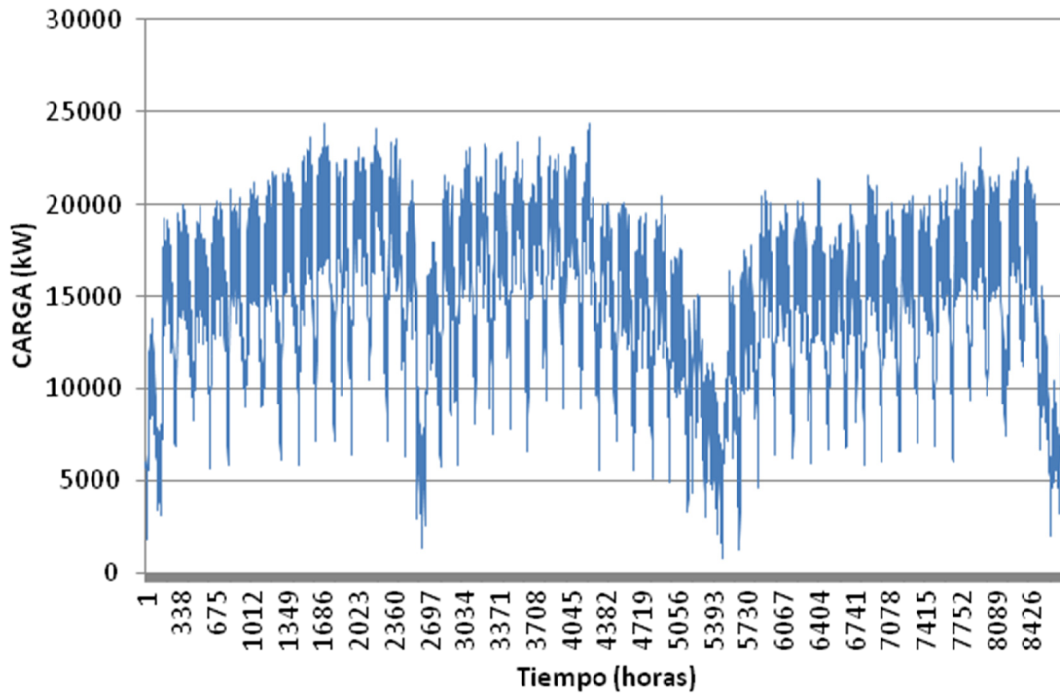


Figura A- 44: Perfil horario de carga transformación G (2014).

Fuente: Elaboración propia.

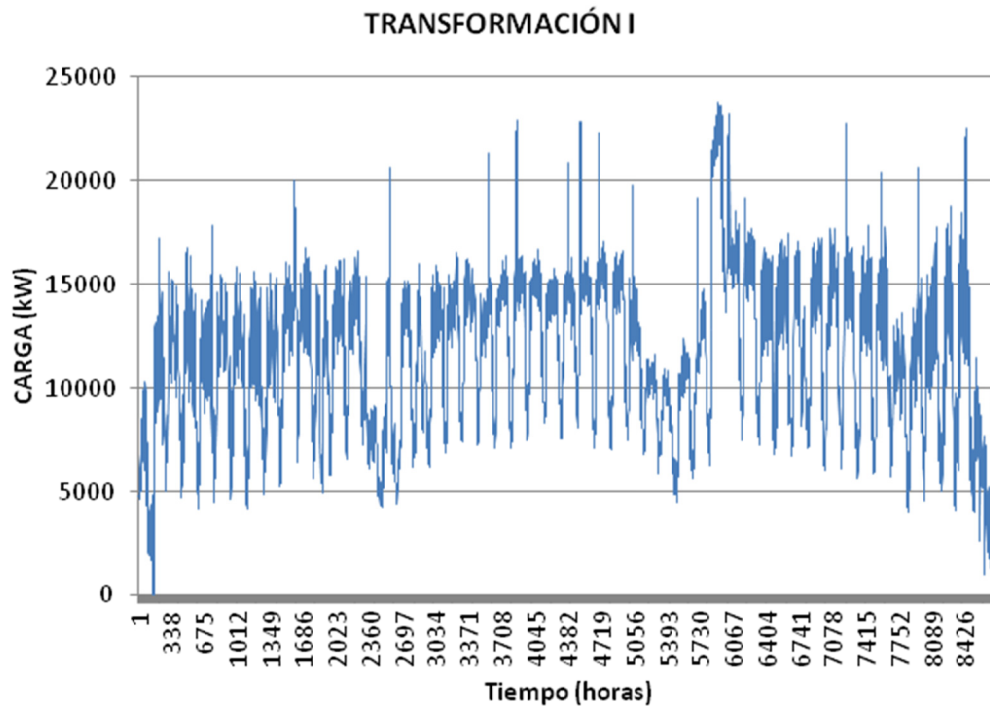


Figura A- 45: Perfil horario de carga transformación I (2014).

Fuente: Elaboración propia.

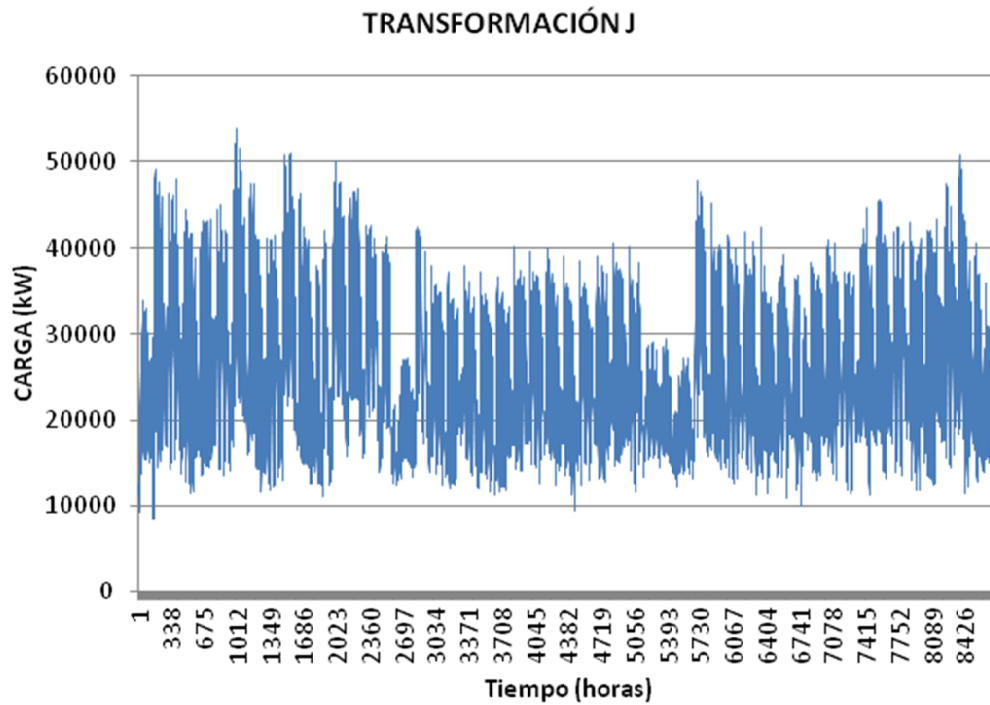


Figura A- 46: Perfil horario de carga transformación J (2014).

Fuente: Elaboración propia.

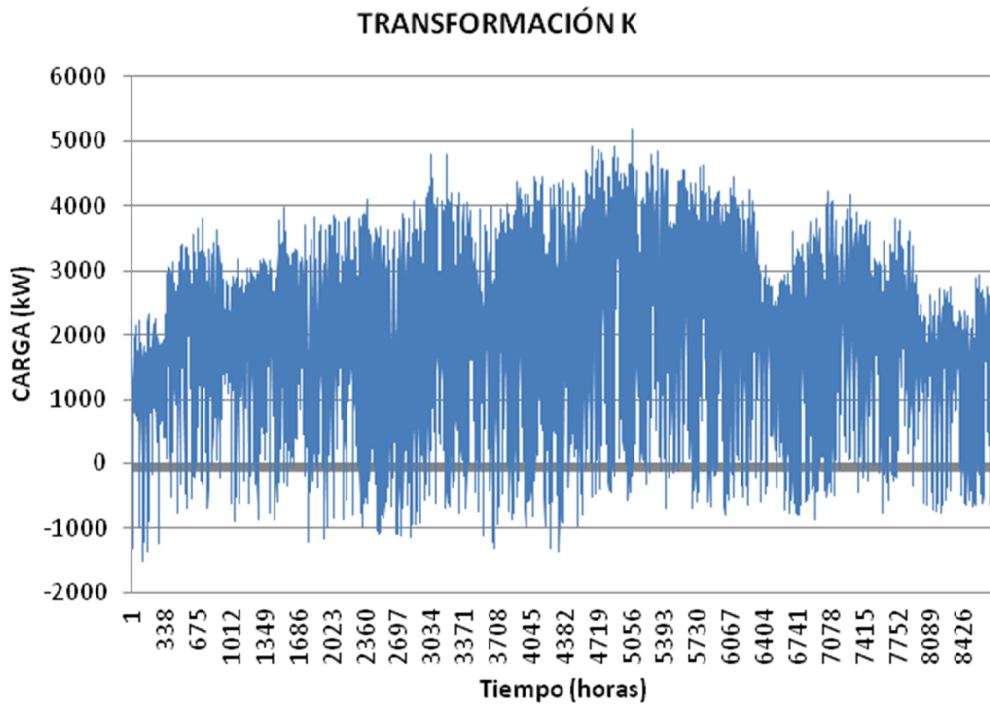


Figura A- 47: Perfil horario de carga transformación K (2014).

Fuente: Elaboración propia.

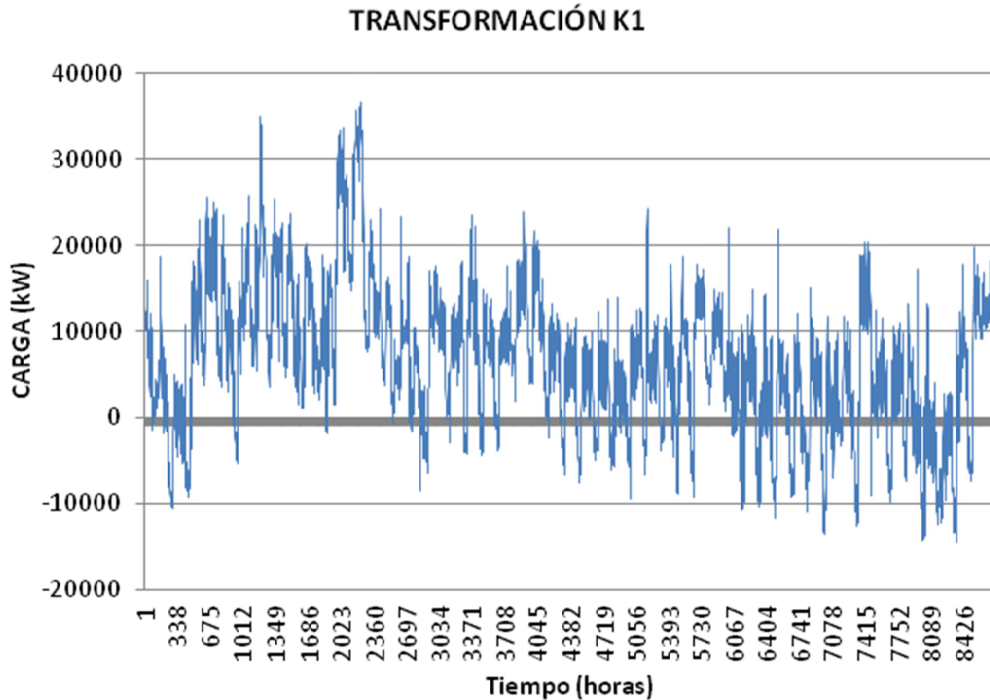


Figura A- 48: Perfil horario de carga transformación K1 (2014).

Fuente: Elaboración propia.

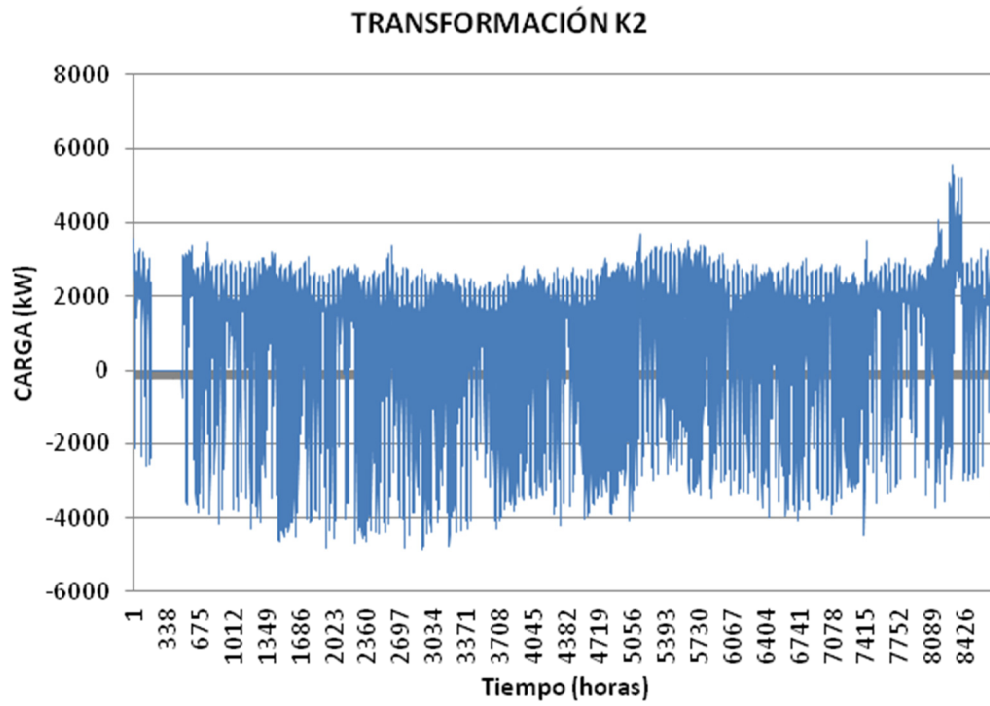


Figura A- 49: Perfil horario de carga transformación K2 (2014).

Fuente: Elaboración propia.

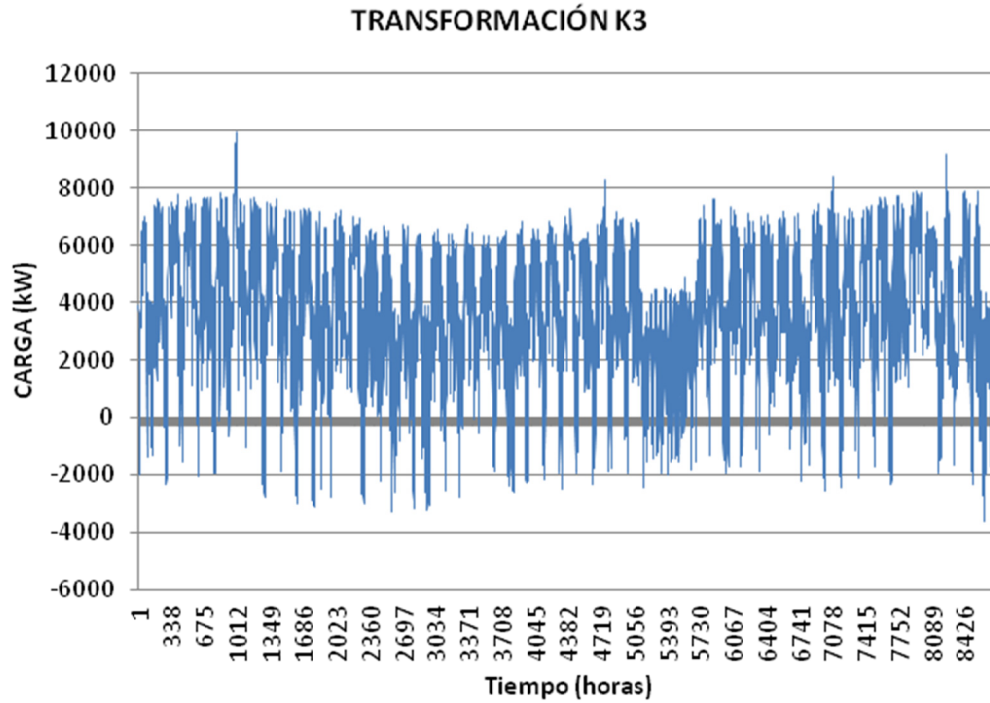


Figura A- 50: Perfil horario de carga transformación K3 (2014).

Fuente: Elaboración propia.

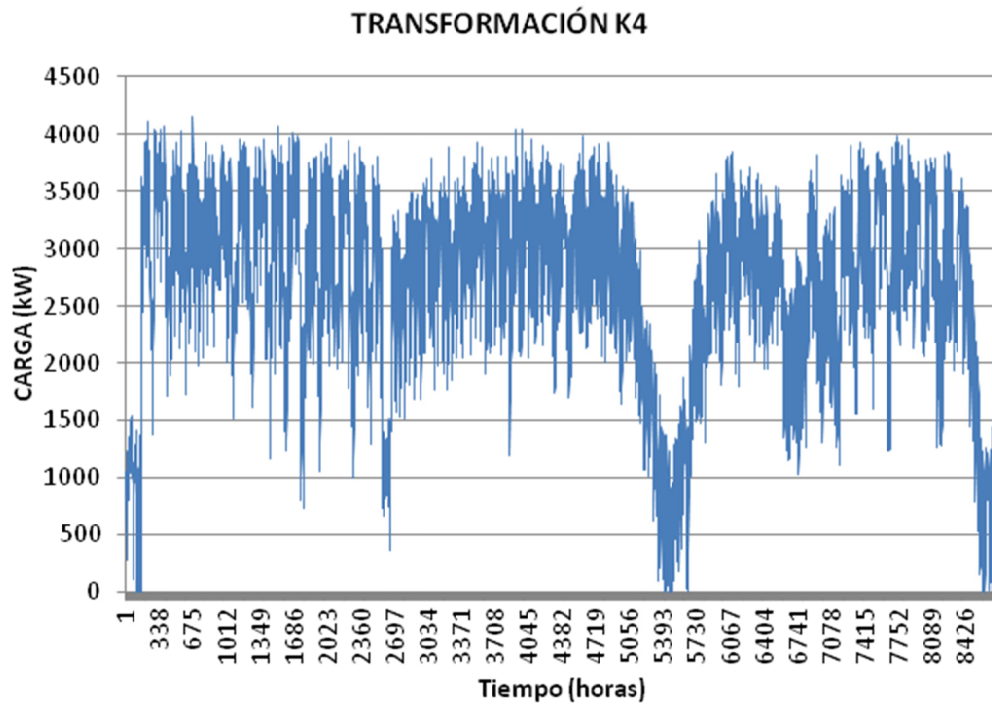


Figura A- 51: Perfil horario de carga transformación K4 (2014).

Fuente: Elaboración propia.

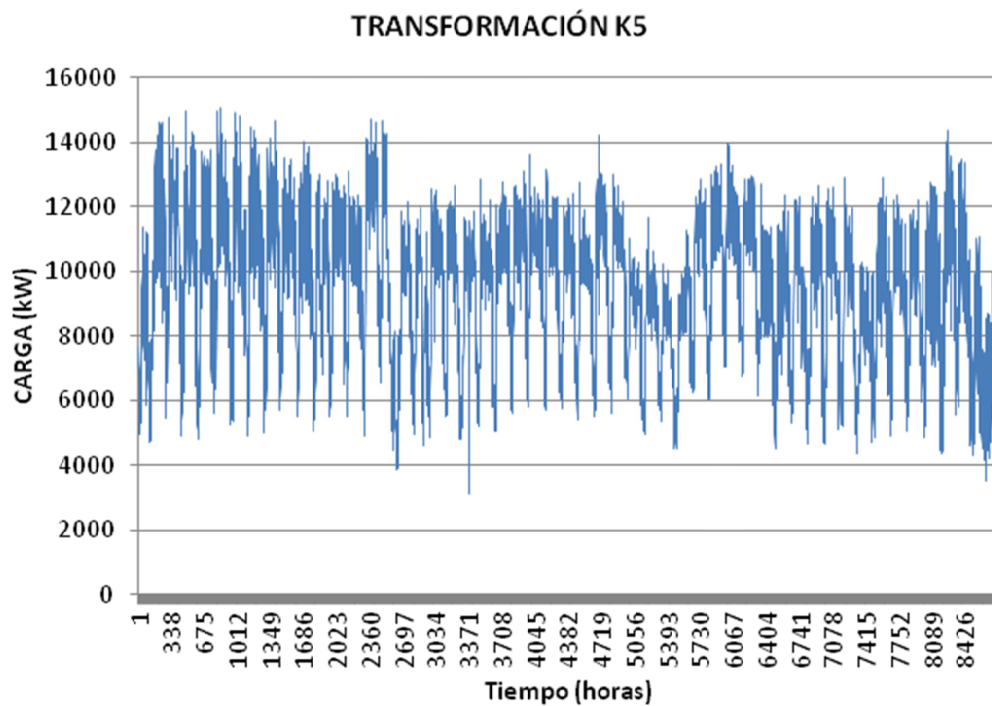


Figura A- 52: Perfil horario de carga transformación K5 (2014).

Fuente: Elaboración propia.

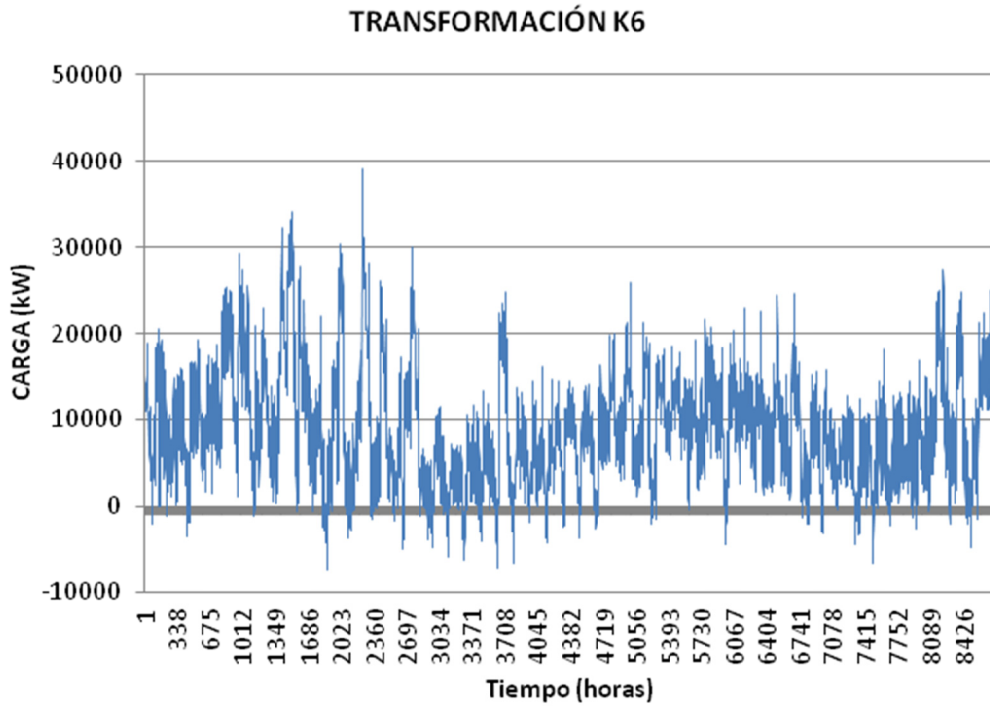


Figura A- 53: Perfil horario de carga transformación K6 (2014).

Fuente: Elaboración propia.

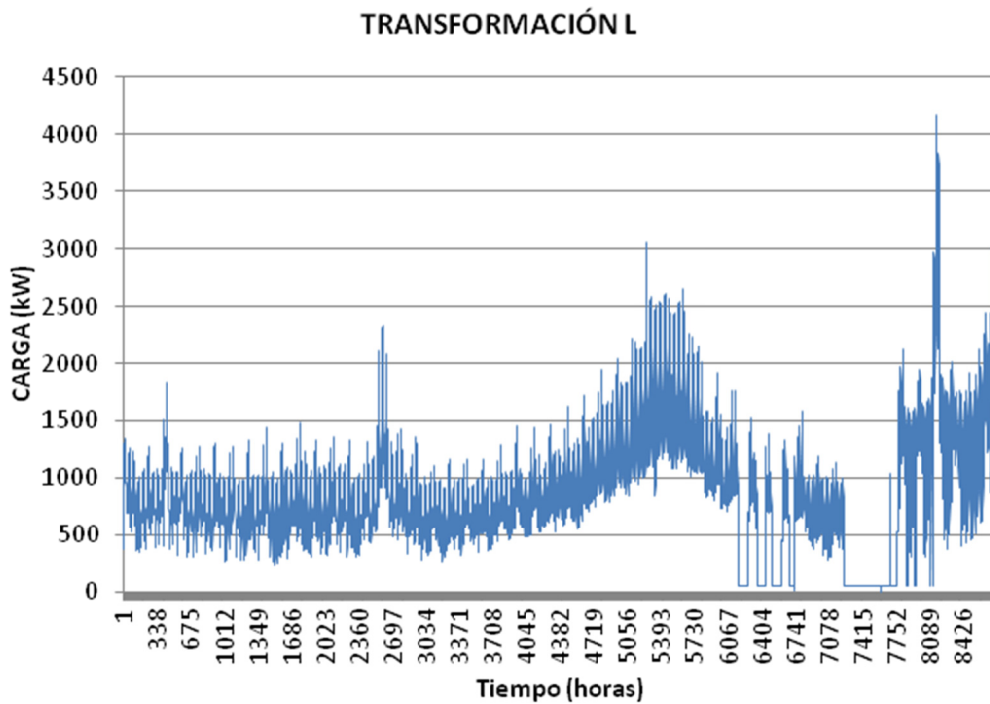


Figura A- 54: Perfil horario de carga transformación L (2014).

Fuente: Elaboración propia.

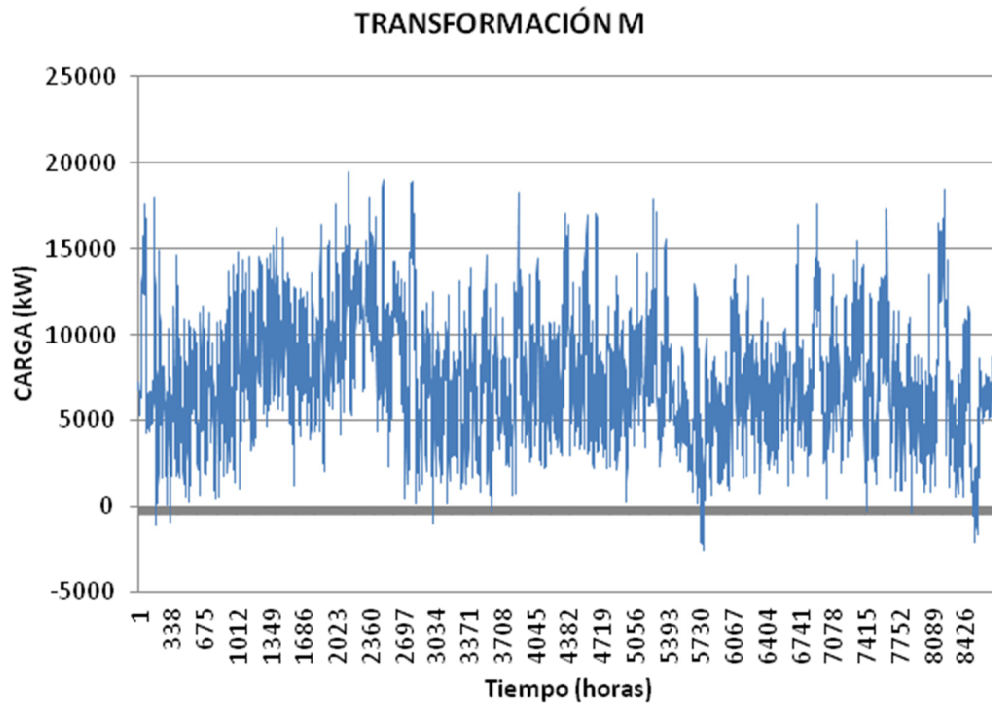


Figura A- 55: Perfil horario de carga transformación M (2014).

Fuente: Elaboración propia.

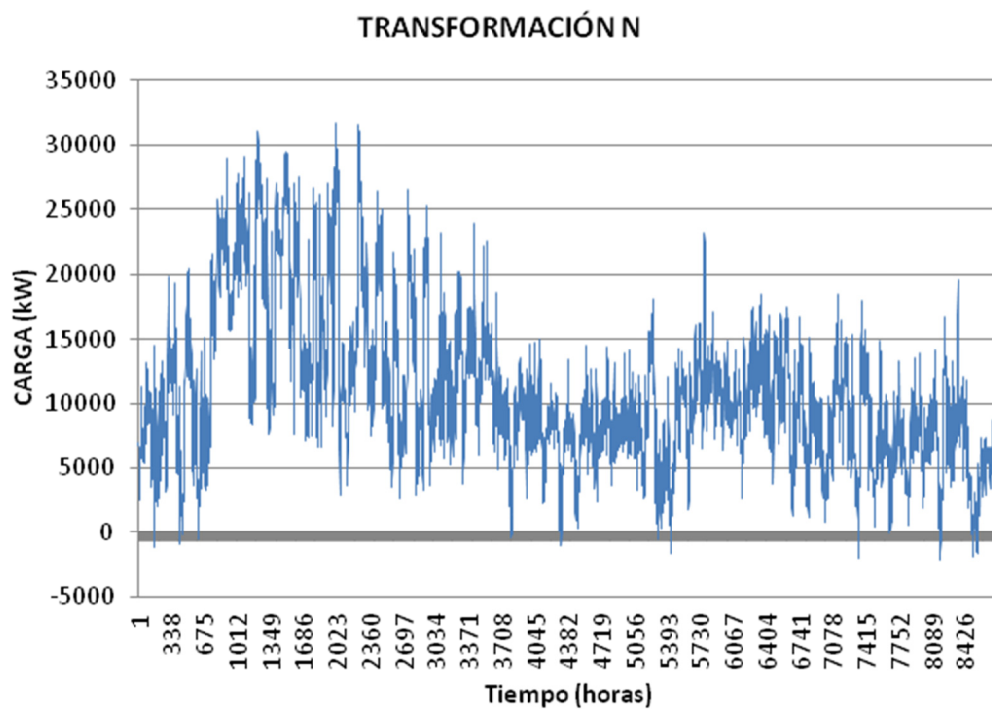


Figura A- 56: Perfil horario de carga transformación N (2014).

Fuente: Elaboración propia.

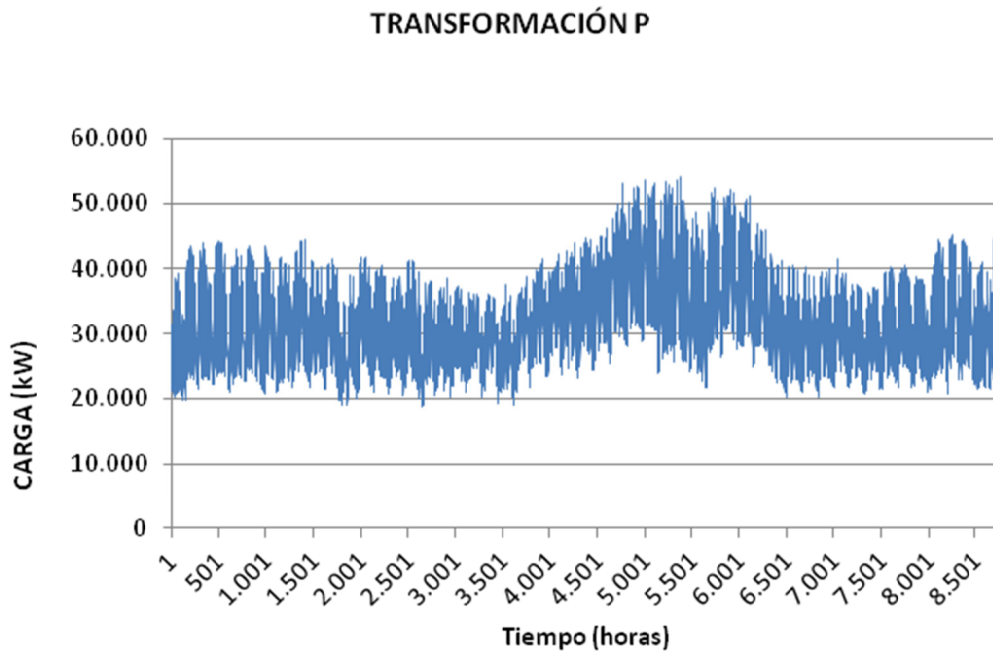


Figura A- 57: Perfil horario de carga transformación P (2014).

Fuente: Elaboración propia.

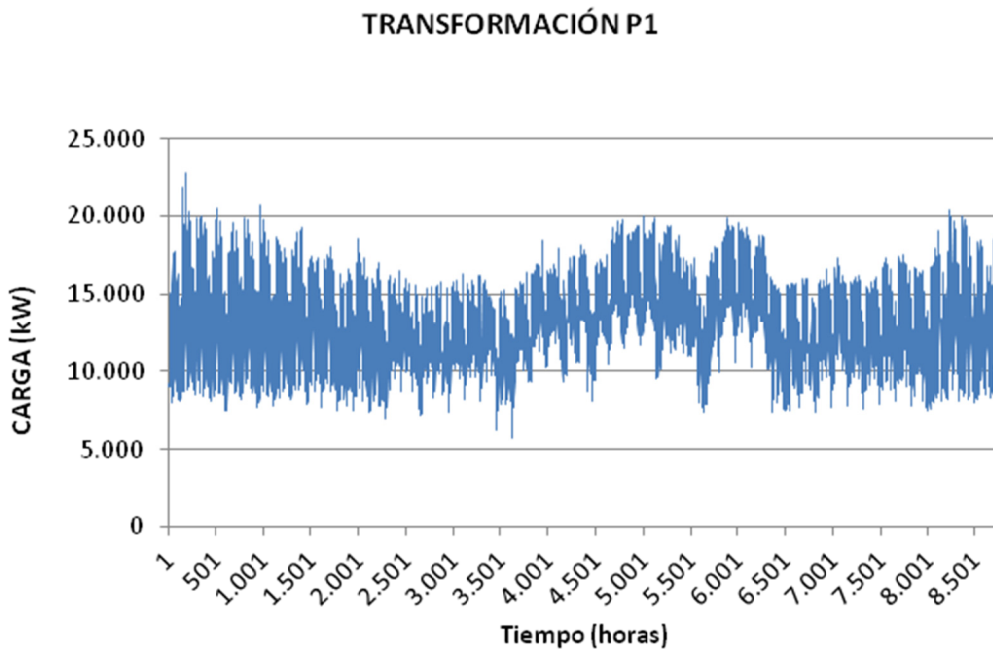


Figura A- 58: Perfil horario de carga transformación P1 (2014).

Fuente: Elaboración propia.

TRANSFORMACIÓN Q

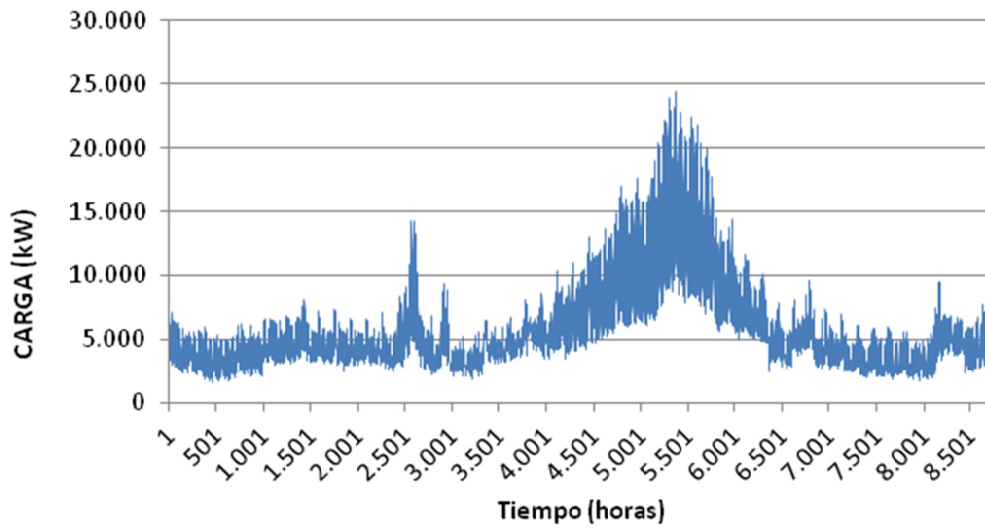


Figura A- 59: Perfil horario de carga transformación Q (2014).

Fuente: Elaboración propia.

TRANSFORMACIÓN R

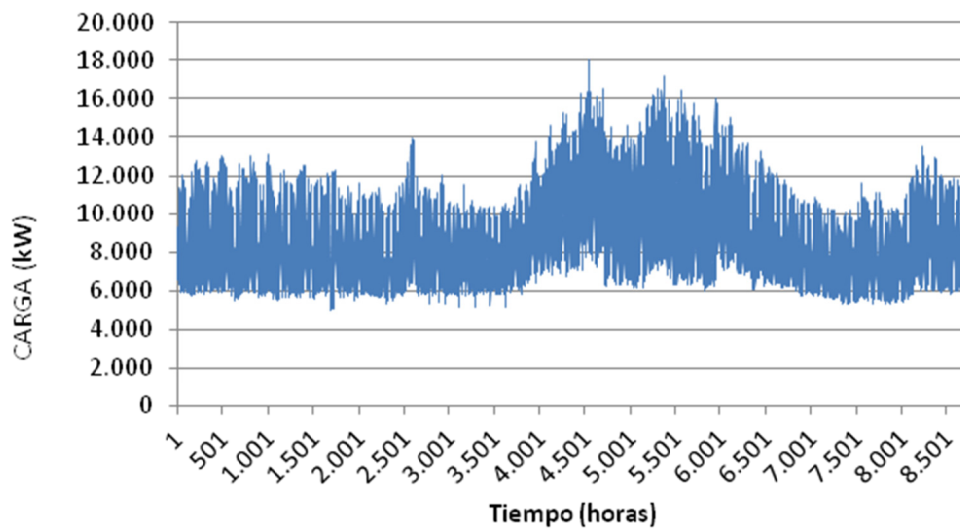


Figura A- 60: Perfil horario de carga transformación R (2014).

Fuente: Elaboración propia.

E. 2: Transformación K

E.2.1: Análisis de la Transformación K vista desde su interconexión en 132 kV

A partir del caso **PSSE_66kV 2014.sav** (ver D.1.3), se aplica el factor multiplicador (1,198137) a todas las cargas de PSS®E manteniendo invariable el factor de potencia de las cargas (ver 10.4.2). Con esto, la demanda del subsistema 4 pasa de 128,6 a 154,1 MW. Con PSS®E se converge el caso y se graba como **PSSE_66kV 2020.sav**

Al modelizar la red externa a la red existente de distribución (RED) de referencia, en PSS®E han aparecido demandas y elementos shunt que se compensan en los nudos frontera, y que desvirtúan las demandas de la RED. Al aplicar el referido factor multiplicador sin más a la demanda del conjunto RED y no a los elementos shunt se desvirtuaría el caso, pues aumentamos una demanda ficticia y no aumentaríamos la generación asociada a los elementos shunt. Por ello se adopta en aumentar la demanda de sólo la red objeto de estudio (área 20) y no del resto. Esto no afecta a los resultados, pues la red de estudio presenta un carácter radial vista desde el sistema de 132 kV, es decir, es una antena del mismo.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 10 2015  15:02
CASO DE INVIERNO FECHA: 31/12/2014                    AREA TOTALS
PUNTA DE INVIERNO 2014/15                             IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----
GENE- FROM IND TO IND TO TO BUS TO GNE BUS TO TO LINE FROM TO TO -NET INTERCHANGE-
X-- AREA --X RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED
                                     TO BUS SHUNT CHARGING LOSSES LINES + LOADS NET INT
3
ESTE-EX      1007.6      0.0      0.0 -17785.6  19365.6      0.0      0.0      0.0      0.0      -16.9      -555.5      -555.5      0.0
              175.7      0.0      0.0 -14705.2  14891.8      0.0      0.0      0.0      130.7      8.4      111.4      111.4
11
ESTE-ID      1564.0      0.0      0.0 -24310.3  25182.9      0.0      2.0      0.0      16.0      673.4      673.4      0.0
              90.3      0.0      0.0 -23875.1  23772.8      0.0      5.7      128.1      374.9      -59.9      -59.9
20
BOLSA K      39.0      0.0      0.0  154.1      0.0      0.0      0.1      0.0      2.8      -117.9      -117.9      0.0
              0.0      0.0      0.0   41.5      0.0      0.0      0.8      3.5      12.7      -51.5      -51.5
COLUMN
TOTALS      2610.6      0.0      0.0 -41941.9  44548.5      0.0      2.1      0.0      1.9      0.0      0.0      0.0
              266.0      0.0      0.0 -38538.8  38664.7      0.0      6.5      262.3      396.
    
```

El caso no presenta sobrecargas ni tensiones anómalas en el subsistema 4 (área 20). Ver en Figura A- 63 y en Figura A- 64 más adelante. Los parámetros más significativos son:

- Pérdidas = 2,8 kW.
- Demanda más perdidas = 154,1+2,8 = 156,9 MW.
- Generación = 39 MW.

Sobre la topología de red del caso **PSSE_66kV 2020.sav** se incorporan los desarrollos de red AT en curso (ver 10.4.3) mediante la funcionalidad Power Flow-Changing-Tap Line de PSS®E.

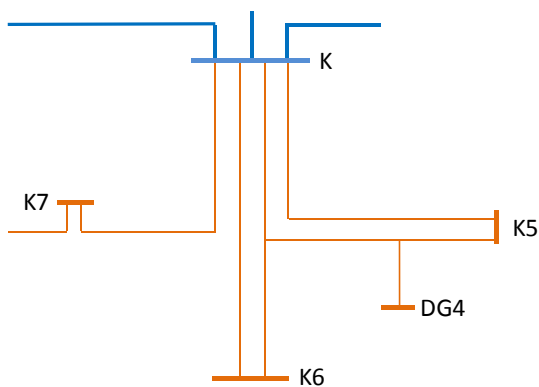


Figura A- 61: Esquema actual de conexión AT de la subestación K6.

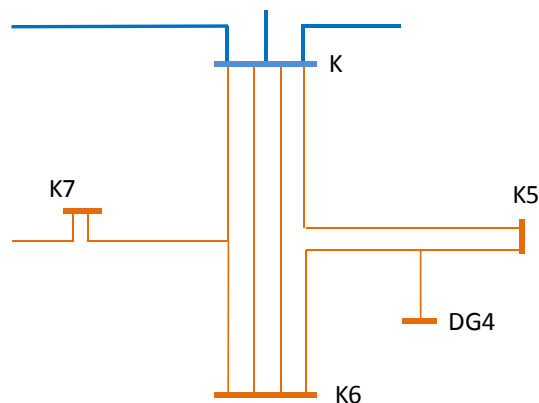


Figura A- 62: Esquema planificado de conexión AT de la subestación K6 (horizonte 2020).

Fuente: Elaboración propia.

Con PSS®E se converge el caso y se graba como **PSSE_66kV (2020+DC2).sav**

Aunque el caso base no presenta sobrecargas en el subsistema 4 objeto de estudio (área 20), en la línea L/132 kV A – K de alimentación al mismo (ver Figura 10-1) que se encuentra fuera del área 20 se supera ligeramente su capacidad térmica (104% de su rating). Este extremo no afecta a las conclusiones del Caso base A de transformación K 2020, pero se comprueba que en la planificación de la red existente de distribución (RED) de referencia está incluido el refuerzo de la alimentación en 132 kV de la subestación K.

FROM BUS		X		TO BUS		X		RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C				
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT
4282	K			132.00*	20	4462	A			132.00	11	1	104179.3103800.0	100.4103800.0	100.4	--

E.2.2: Análisis de contingencias

Mediante PSS®E se realiza el análisis de contingencias (programas de Generación de factores de superposición y AC contingency analysis de PSS®E) que ofrece los resultados que se incluyen a continuación.

MONITORED BRANCH		CONTINGENCY LABEL		RATING	FLOW	%
4282*K	132.00 3WINDTR K A2	WND 1 A2 SINGLE	4282-30404-30780 (A1)	80.0	126.5	158.1
4318 L	132.00 30396*L	66.000 A1 SINGLE	4282-30404-30780 (A1)	25.0	26.6	106.2
30404*K	66.000 3WINDTR K A2	WND 2 A2 SINGLE	4282-30404-30780 (A1)	80.0	121.1	151.4
4282*K	132.00 3WINDTR K A1	WND 1 A1 SINGLE	4282-30404-30782 (A2)	80.0	126.8	158.5
4318 L	132.00 30396*L	66.000 A1 SINGLE	4282-30404-30782 (A2)	25.0	25.6	102.4
30404*K	66.000 3WINDTR K A1	WND 2 A1 SINGLE	4282-30404-30782 (A2)	80.0	121.7	152.2

LOSS OF LOAD REPORT:

BUS		CONTINGENCY LABEL		LOAD (MW)
30310	K2	66.000	SINGLE 30308-30310 (1)	2.71
30310	K2	66.000	SINGLE 30308-30326 (1)	2.71
30357	K3	66.000	SINGLE 30308-30326 (1)	9.01
30357	K3	66.000	SINGLE 30308-30357 (1)	9.01

Se adopta esta aplicación de PSS®E para evaluar el nivel de PNG en el Subsistema 4, que como se ha indicado resulta conservador al no contemplar el posible apoyo desde apoyos secundarios (redes MT colindantes con capacidad de auxilio).

Manteniendo la tensión en cada nudo dentro de sus límites reglamentarios ($\pm 7\%$), en un sistema mallado las sobrecargas identificadas (MONITORED BRANCH) ante el fallo de un elemento (CONTINGENCY LABEL) y su grado (%) anuncian potencial PNG, pues dichas sobrecargas sólo pueden

aliviarse mediante el trasvase de carga en MT a otras redes colindantes que lo admitan, o bien mediante deslastres de carga (PNG).

El extracto de sus resultados indica en la valoración del Caso base A 2020 en la transformación K MAT/AT/MT sobre el alcance en PNG lo siguiente:

- Los resultados sobre el alcance en PNG ante fallo simple en tramos de red en antena con mercado afectado concuerdan con los obtenidos al valorar el Caso base A 2014 en la transformación K MAT/AT/MT (ver D.1.4.), ampliados por el referido factor multiplicador de la demanda.
- Las sobrecargas que se producen en el subsistema 4 (área 20) son las siguientes:
 - No se identifica ninguna línea AT sobrecargada, lo que corrobora la efectividad del refuerzo de la red AT en desarrollo en su alimentación a la transformación K6.
 - Se identifican sobrecargas inadmisibles en los transformadores 132/66 kV de la transformación K. Ante el fallo simple de uno de los transformadores referidos aparecen sobrecargas en el otro (sobrecarga del 158,1% en el T2 (A2) por fallo del T1 (A1); y del 158,5% en el T1 (A1) por fallo del T2 (A2)). Potencial PNG superior a 46 MW.
 - Se detecta una progresiva contribución de la transformación L, que alcanza el 106,2% y el 102,4% en la contingencia del T1 (A1) y del T2 (A2), respectivamente.

E.2.3: Análisis OPF

El subsistema 4 (área 20) en el caso *PSSE_66kV (2020+DC2).sav* presenta unas pérdidas de **2.751,2 kW**.

Se verifican las tensiones en nudos y cargas de las líneas para anticipar el ajuste de restricciones que el OPF no va a poder resolver.

Las tensiones que se encuentran fuera de los límites operativos habituales (se adopta $\pm 5\%$) son las siguientes:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 10 2015  15:23
CASO DE INVIERNO  FECHA: 31/12/2014

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:
  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
  30993 L2          5.2000   20 1.0631  5.528

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:
  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
  30978 S          6.6000   20 0.9329  6.157
```

No de detectan sobrecargas:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 10 2015  15:26
CASO DE INVIERNO  FECHA: 31/12/2014

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X          RATING SET A  RATING SET B  RATING SET C
  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  CKT LOADING  RATING PERCENT  RATING PERCENT  RATING PERCENT
* NONE *
```

A partir de ello, se establecen los siguientes límites al OPF:

- De tensiones ($\pm 5\%$) sólo sobre los nudos 132 y 66 kV del subsistema 4 (área 20).
- De sobrecargas a la capacidad nominal de líneas y transformadores del subsistema 4 (área 20), ampliando el de la actual L/132 kV A - K a 200 MVA.

A continuación se confirma que se encuentran a cero los límites de potencia reactiva de los generadores DG conectados en AT (ver Tabla 10-2) para que no participen en la optimización de las variables de estado red, sino sólo los reguladores de tensión en carga de los transformadores 132/66 kV (en las transformaciones K y L).

Con OPF-PSS®E se converge el caso y se graba como **PSSE_66kV (2020+DC2) OPF1.sav**:

```
All data appears to be okay
Optimal Solution Found.
Minimum active power loss objective: 0.038432
Quadratic Penalty objective: 0.000163
Elapsed time: 0 minutes, 0.015625 seconds.

Bounded, Infeasible and Opened Voltage Magnitudes:
-----
  Bus # Name      kV      V-old      V-change      V-new      Vmin      Vmax      Sensitivity Violation
-----
None ...

Bounded and Infeasible Reactive Generation:
-----
  Bus # Name      kV      ID      Variable Description      Sensitivity Violation
-----
None ...

Line Flows that are Infeasible or at a Bound:
-----
  From Bus Name      kV      To Bus Name      kV      Ckt FlowID      Flow      Minimum      Maximum Violation
Sensitivity
-----
None ...

Summary Table for Tap Changing Transformers:
-----
  From Bus      kV      Area Zone      Voltage      Ratio      Minimum      MW Flow      Sensitivity
  To Bus      kV      Area Zone      Voltage      Change      Maximum      MV Flow      Tap      Volt
-----
  4282 K T1      132.00      20 28      0.99941      0.93991      0.88000      66.177
  3WNDTR K      * BUS      20 28      1.03721      -0.03827 (-4) 1.12000      28.309
  4282 K T2      132.00      20 28      0.99941      0.97900      0.90682      63.031
  3WNDTR K      * BUS      20 28      0.99199      -0.03977 (-4) 1.10833      30.456
  30396 L      66.000      20 28      1.03380      1.07771      0.96720      -14.076
  4318 L      132.00      20 28      0.99650      0.05024 ( 7 ) 1.11788      3.760

=====                                END                                OF                                REPORT
```

Las pérdidas bajan a 2,6 MW:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 10 2015 15:31
CASO DE INVIERNO FECHA: 31/12/2014                      AREA TOTALS
PUNTA DE INVIERNO 2014/15                               IN MW/MVAR

  FROM -----AT AREA BUSES-----
  GENE- FROM IND TO IND TO TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-
  X-- AREA --X RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES TO TIE TO TIES DESIRED
  ESTE-EX      1007.6      0.0      0.0 -17785.6 19365.4      0.0      0.0      0.0      0.0      -16.8 -555.3 -555.3      0.0
  ESTE-EX      175.1      0.0      0.0 -14705.2 14891.7      0.0      0.0      0.0      130.7      8.4 110.8 110.8
  11           1564.0      0.0      0.0 -24310.3 25183.2      0.0      2.0      0.0      16.0 673.1 673.1      0.0
  ESTE-ID      90.1      0.0      0.0 -23875.1 23773.1      0.0      5.7      128.1 374.8 -60.2 -60.2
  20           39.0      0.0      0.0 154.1      0.0      0.0      0.1      0.0      2.6 -117.8 -117.8      0.0
  BOLSA K      0.0      0.0      0.0 41.5      0.0      0.0      0.8      3.6 12.0 -50.6 -50.6
  COLUMN      2610.6      0.0      0.0 -41941.9 44548.6      0.0      2.1      0.0      1.8 0.0 0.0      0.0
  TOTALS      265.2      0.0      0.0 -38538.8 38664.8      0.0      6.5      262.5 395.2 0.0 0.0
```

A continuación se activa la potencia reactiva de los generadores DG para ver el efecto de su aportación Qgen a la optimización OPF, desde el estado óptimo antes alcanzado de la red identificado como **PSSE_66kV (2020+DC2) OPF1.sav**.

Con OPF-PSS®E se converge el caso y se graba como como **PSS®E_66kV (2020+DC2) OPF2.sav**:

Contribución a la planificación de sistemas avanzados de distribución de energía eléctrica incorporando los recursos energéticos distribuidos

All data appears to be okay

Optimal Solution Found.

Minimum active power loss objective: 0.036347

Quadratic Penalty objective: 0.000162

Elapsed time: 0 minutes, 0.015625 seconds.

CPU time: 0 minutes, 0.015594 seconds.

Bounded, Infeasible and Opened Voltage Magnitudes:

Bus #	Name	kV	V-old	V-change	V-new	Vmin	Vmax	Sensitivity	Violation
None ...									

Bounded and Infeasible Reactive Generation:

Bus #	Name	kV	ID	Variable Description	Sensitivity	Violation
None ...						

Line Flows that are Infeasible or at a Bound:

From Bus Name	kV	To Bus	Name	kV	Ckt	FlowID	Flow	Minimum	Maximum	Violation
None ...										

Summary Table for Tap Changing Transformers:

From Bus	To Bus	kV	Area	Zone	Voltage	Ratio	Minimum	MW Flow	Sensitivity
To Bus		kV	Area	Zone	Voltage	Change	Maximum	MV Flow	Tap
4282 K T1	3WNDTR K	132.00	20	28	1.00752	0.96034	0.88000	66.035	
	* BUS		20	28	1.03410	0.02043 (2)	1.12000	16.961	
4282 K T2	3WNDTR K	132.00	20	28	1.00752	1.00133	0.90682	62.823	
	* BUS		20	28	0.98931	0.02233 (2)	1.10833	18.558	
30396 L	4318 L	66.000	20	28	1.03285	1.06491	0.96720	-14.338	
		132.00	20	28	1.00522	-0.01280 (-2)	1.11788	4.816	

=====ENDOFREPORT=====

Como consecuencia, las pérdidas se reducen a 2,5 MW y la reactiva generada alcanza los 22,6 MVar:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUL 10 2015 21:08
 CASO DE INVIERNO FECHA: 31/12/2014 AREA TOTALS
 PUNTA DE INVIERNO 2014/15 IN MW/MVAR

FROM	TO	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-	TO TIE	TO TIES	DESIRED
AREA	AREA	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	+	NET INT
3	ESTE-EX	1012.7	160.2	0.0	0.0	-16.7	-553.4	-553.4
11	ESTE-ID	1564.0	82.8	0.0	0.0	15.8	671.0	671.0
20	BOLSA K	39.0	22.6	0.0	0.0	2.5	-117.6	-117.6
COLUMN	TOTALS	2615.8	265.7	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0

En los nudos AT con instalaciones DG se incorporan las siguientes generaciones:

Bus Number	Bus Name	PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	QGen (MVar) (^)	QMax (MVar) (*)	QMin (MVar) (+)
30350	DG1 + DG2	4,725	21,67	0	4,1494	13,00	-8,67
30538	DG5 + DG6	5,8368	22,95	0	11,6437	13,77	-9,18
30596	DG3	-0,023	7,304	0	2,9581	4,3824	-2,9216
30600	DG4	0	9,2	0	3,8681	5,52	-3,68

(*):se estima un 60% de PMax
 (+):se estima un 40% de PMax
 (^):a efectos de análisis con PGen = 0, se admite QGen ≠ 0

Las instalaciones DG aportan 22,6 MVar y reducen 0,1 MW. Es decir, 226 kVar por cada kW ahorrado.

En la Figura A- 63 se muestran la evolución de los perfiles de tensión en los nudos y las cargas en el subsistema 4 como consecuencia de las dos optimizaciones alcanzadas (OPF1 y OPF2).

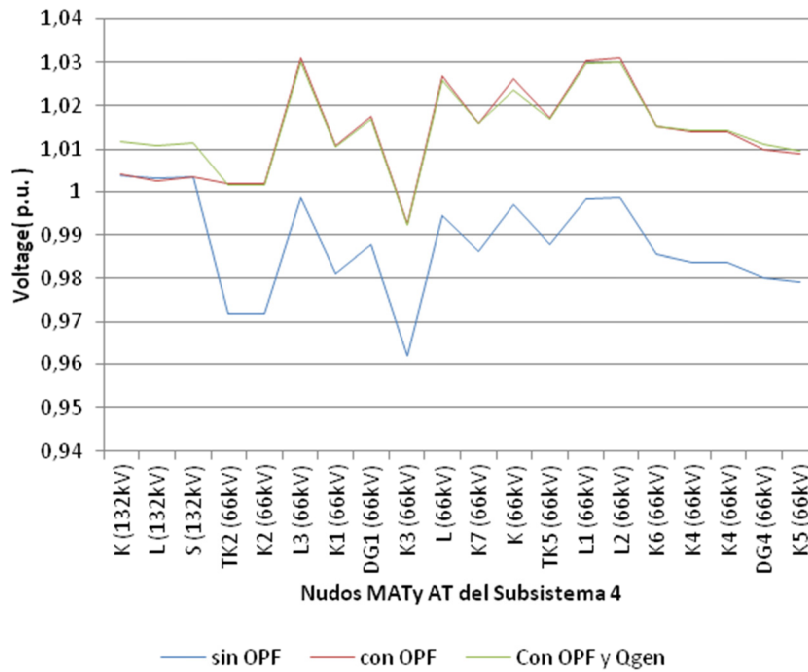


Figura A- 63: Perfiles de tensión MAT y AT obtenidos en subsistema 4 (PF, OPF y OPF con Qgen).

Fuente: Elaboración propia.

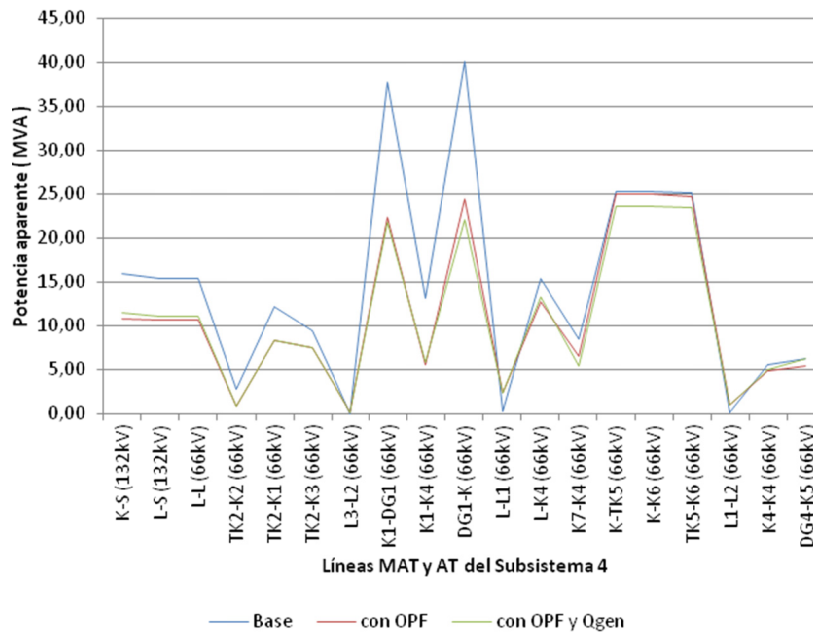


Figura A- 64: Perfiles de carga en líneas MATy AT obtenidos en subsistema 4 (PF, OPF y OPF con Qen).

Fuente: Elaboración propia.

E.2.4: Valoración de los resultados

Los resultados alcanzados en el flujo de cargas (PF) PSSE_66kV 2020.sav resultan consistentes con la realidad proyectada sobre el subsistema 4 en el escenario 2020. No se identifican sobrecargas ni tensiones fuera del rango admisible en estado N. En este sentido, se comprueba la efectividad del refuerzo de la alimentación AT a la transformación K6, identificado en desarrollo en 2014.

Del análisis de contingencias:

- No se identifica ninguna línea MAT AT sobrecargada.
- Se identifica una PNG por fallo de los transformadores 132/66 kV de la transformación K superior a 46 MW. Ante el fallo simple de uno de los transformadores referidos aparecen sobrecargas en el otro y en la transformación L. La magnitud de dichas sobrecargas en el caso modelizado en K 2020 no permite su resolución con el apoyo de la red MT desde subsistemas colindantes.

En ese momento de baja generación, tampoco la capacidad identificada como potencialmente disponible de las instalaciones DG conectadas en AT ($61,1 - 5,2 = 55,9$ MW, a través en seis generadores, ver Tablas 10-2 y A-10) y en MT ($36,0 - 5,8 = 30,2$ MW, a través de cuatro generadores, ver Tablas A-9 y A-16) resulta una solución viable (excesivo número de interlocutores), ni estable en el tiempo (capacidad latente no ociosa, ni necesariamente disponible en reserva de forma permanente, por su coste asociado), frente a la alternativa de disponer del margen de capacidad de red necesario para cubrir la contingencia referida, en caso de necesidad de mantenimiento (preventivo o correctivo) de la unidad de transformación averiada.

Esta situación pone de manifiesto un déficit estructural de red ante la contingencia (PNG) que crea el fallo simple de uno de los transformadores 132/66 kV de la interconexión de carácter radial del subsistema de 66 kV con el sistema de 132 kV. Como alternativas viables para su resolución cabe trasladar demanda de consumo a subsistemas colindantes ajenos al subsistema 4; dotar al subsistema de 66 kV de una nueva interconexión desde el 132 o el 220 kV; o bien reforzar la capacidad de la interconexión actual referida, ampliando la transformación 132/66 kV con una unidad equivalente a las dos actualmente en servicio. De estas posibles opciones se elige esta última por su efectividad y plazo de implantación en el espacio disponible de la subestación K, con un coste predecible y reconocido por el sistema. Además, esta solución resulta coherente con el desarrollo de la planificación en curso de la red MAT señalado en relación con el refuerzo antes referido de la línea L/132 kV A – K de alimentación a la transformación K.

Del análisis OPF:

- En el presente caso, escasa efectividad de los potenciales recursos DER para mejorar el funcionamiento de la red, en base a la optimización de pérdidas, los perfiles de tensión y de cargas alcanzados en un escenario estresado de red, dentro del escaso margen de optimización en dichos parámetros que ofrece el subsistema 4 tras gestionar sus propios recursos de regulación en carga de las tensiones en las transformaciones MAT/AT para optimizar la red.
- Los niveles de pérdidas identificados en la red objeto de estudio, en un escenario de máxima demanda y baja generación, no ofrecen suficiente margen de mejora para su optimización en base al despacho económico que permite el OPF, tal y como se pudo ensayar al simular el funcionamiento del sistema base de tres nudos (ver apartado 8.4).
- Por la magnitud los problemas estructurales identificados en 2020 en situación de contingencia, vinculados a la demanda oculta la generación DG, es decir, una problemática de demanda, su resolución no resulta viable con medidas de optimización del funcionamiento de la red, en base a potenciales servicios DER adicionales aplicables, en su caso, para contribuir a

la estabilidad y/o regulación de tensiones y reducción de pérdidas desde la gestión de la potencia reactiva.

E. 3: Caso base BMT transformación K6 2020

E.3.1: Análisis de la Transformación K6

A partir del caso **2014012321 K6 agregado.sav** (ver D.2.2), se aplica el factor multiplicativo (19,8137%) a todas las cargas de PSS®E manteniendo invariable el factor de potencia de las cargas (ver 10.4.2). Con PSS®E se converge el caso y se graba como **K6 2020.sav**

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, JUL 06 2015 17:45
RED EXISTENTE DISTRIBUCION (RED)                      AREA TOTALS
MODELO DE FECHA: 2014-01-23 HORA: 21 - VERSION RAW DATA V30.  IN KW/KVAR
```

X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATVN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE-		DESIRED NET INT
										TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	
84	30920.7	0.0	0.0	30583.2	0.0	0.0	0.0	0.0	337.5	0.0	0.0	0.0
K6 T1	8729.3	0.0	0.0	9786.6	0.0	0.0	0.0	1419.6	362.2	0.0	0.0	0.0
85	27945.9	0.0	0.0	27729.9	0.0	0.0	0.0	0.0	216.0	0.0	0.0	0.0
K6 T2	7329.4	0.0	0.0	8873.6	0.0	0.0	0.0	1829.5	285.3	0.0	0.0	0.0
COLUMN TOTALS	58866.6	0.0	0.0	58313.1	0.0	0.0	0.0	0.0	553.5	0.0	0.0	0.0
	16058.6	0.0	0.0	18660.2	0.0	0.0	0.0	3249.0	647.5	0.0	0.0	0.0

```
SWING BUS SUMMARY:
```

BUS# X--	NAME --X	BASKV	PGEN	PMAX	PMIN	QGEN	QMAX	QMIN
57100	K6 T1	20.000	30.8*	20.0	-20.0	8.7	20.0	-20.0
57120	K6 T2	20.000	27.9*	20.0	-20.0	7.3	20.0	-20.0

No aparecen problemas de tensiones ni sobrecargas en MT y, como consecuencia, no resultan necesarios desarrollos en la red MT por crecimiento vegetativo o por necesidades estructurales.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, JUL 06 2015 17:43
RED EXISTENTE DISTRIBUCION (RED)
MODELO DE FECHA: 2014-01-23 HORA: 21 - VERSION RAW DATA V30.
OUTPUT FOR AREA 84 [K6 T1 ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):
```

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X	RATING SET A	RATING SET B	RATING SET C
BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	CKT LOADING
								RATING PERCENT

* NONE *

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, JUL 06 2015 17:43
RED EXISTENTE DISTRIBUCION (RED)
MODELO DE FECHA: 2014-01-23 HORA: 21 - VERSION RAW DATA V30.
OUTPUT FOR AREA 85 [K6 T2 ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):
```

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X	RATING SET A	RATING SET B	RATING SET C
BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	CKT LOADING
								RATING PERCENT

* NONE *

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, JUL 06 2015 17:56
RED EXISTENTE DISTRIBUCION (RED)
MODELO DE FECHA: 2014-01-23 HORA: 21 - VERSION RAW DATA V30.
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0700:
```

BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)

* NONE *

```
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9300:
```

BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS# X--	NAME --X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)

* NONE *

Sin embargo, aparecen sobrecargas en los dos transformadores de la subestación K6, identificadas en el escenario 2014, y que ahora se amplían como consecuencia de la evolución de la demanda y la generación en el horizonte 2020:

- Sobrecarga T-1: 30,8 MW (54%)

- Sobrecarga T-2: 27,9 MW (39,5%)
- Pérdidas: 553,5 kW

E.3.2: Análisis de contingencias

Los DER identificados como disponibles conectados a la red MT (DG CHP) se identifican en la Tabla A- 17 como instalaciones de un tamaño reseñable (a partir de 5 MW de potencia nominal) y tecnología con capacidad de recibir consignas y atenderlas en un plazo razonablemente breve (turbinas de gas), vinculada a usuarios de la red de distribución que incorporan la cogeneración térmica en sus procesos industriales.

En la tabla a continuación se presenta el efecto de una aportación teórica de producción DG de cada uno de los DER antes identificados, y con diferentes hipótesis de generación de los cuatro cogeneradores identificados en la Primera etapa (ver D.2.3) al máximo de su capacidad (potencia nominal del generador), en su punto de conexión a la red y su alcance sobre la PNG por fallo de transformador.

Fallo Trafo	PNG (MW)	APORTACIÓN DER SIMULADA P (MW)				MEJORA APORTADA PNG POR DER P (MW)			
		CHP 3 MT	CHP 2 MT	CHP 4 MT	CHP 1 MT	CHP 3 MT	CHP 2 MT	CHP 4 MT	CHP 1 MT
		12,55	8	5,505	9,972				
K6 T1	17,995	15,380	15,733	1,800	13,933	2,615	2,262	16,196	4,062
K6 T2	13,664	3,686	13,664	9,237	13,664	9,9796	0	4,427	0

Tabla A- 20: Efecto sobre la PNG por fallo de transformador de cada uno de los DER identificados.

Fuente: Elaboración propia.

Así mismo, en la tabla a continuación se presenta el efecto de una aportación teórica de producción DG de cada uno de los DER antes identificados, al máximo de su capacidad, en su punto de conexión a la red y su reducido alcance para aliviar la PNG en la red MT, como ya se detectó en el escenario 2014:

Nudo Fallo	Trafo	Línea	kV	Subt	MW	PNG (MW)	CHP 3 MT	CHP 2 MT	CHP 1 MT	CHP 4 MT
nudo 95177	K6 T1	L-03	20	S	6.98	6.68	5.16	6.68	6.98	6.68
nudo 107901	K6 T2	L-17	20	S	6.56	6.56	6.56	6.56	6.56	6.56
nudo 99578	K6 T2	L-17	20	S	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23	6.23
nudo 66329	K6 T2	L-17	20	S	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96
nudo 66291	K6 T2	L-16	20	A	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72
nudo 81638	K6 T2	L-22	20	S	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51
nudo 112283	K6 T2	L-16	20	S	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44
nudo 87996	K6 T2	L-16	20	A	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44
nudo 99586	K6 T2	L-17	20	S	4.77	4.77	1.55	4.77	4.77	4.77
nudo 65977	K6 T1	L-03	20	A	4.53	4.53	2.77	4.53	4.53	4.53
nudo 125907	K6 T1	L-04	20	A	4.48	4.48	1.71	4.48	4.48	4.48
nudo 124829	K6 T1	L-03	20	S	4.39	4.39	2.58	4.39	4.39	4.39
nudo 98287	K6 T1	L-04	20	S	4.37	4.37	1.6	4.37	4.37	4.37
nudo 88008	K6 T1	L-11	20	S	3.87	3.87	0.99	3.87	3.87	3.87
nudo 88004	K6 T1	L-11	20	S	3.23	3.23	1.43	3.23	3.23	3.23
nudo 130454	K6 T1	L-03	20	S	2.45	2.45	0.73	2.45	2.45	2.45
nudo 99206	K6 T1	L-03	20	S	2.40	2.4	0.73	2.4	2.4	2.4
nudo 141498	K6 T2	L-16	20	S	2.37	2.37	2.37	2.37	2.37	2.37
nudo 112282	K6 T2	L-16	20	S	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
nudo 101989	K6 T2	L-16	20	S	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
nudo 66142	K6 T2	L-17	20	S	1.18	1.18	0	1.18	1.18	1.18
nudo 66259	K6 T1	L-03	20	S	1.10	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
nudo 102859	K6 T2	L-16	20	S	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
nudo 66145	K6 T2	L-17	20	A	1.03	1.03	0	1.03	1.03	0
nudo 102775	K6 T1	L-09	20	S	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
nudo 65971	K6 T2	L-17	20	S	0.90	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
nudo 66392	K6 T1	L-09	20	A	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86
nudo 86097	K6 T1	L-02	20	S	0.85	0.85	0	0.85	0.85	0.85
nudo 65969	K6 T2	L-17	20	S	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79
nudo 66217	K6 T1	L-04	20	A	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66
nudo 141634	K6 T1	L-11	20	S	0.61	0.61	0	0.61	0.61	0.61
nudo 98304	K6 T1	L-09	20	A	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
nudo 124932	K6 T2	L-17	20	S	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55

Tabla A- 21: PNGs en la red de MT con origen en la transformación K6.

Fuente: Elaboración propia.

E.3.3: Evaluación de los resultados

Los resultados alcanzados en el flujo de cargas (PF) **K6 2020.sav** resultan consistentes con la realidad detectada en el escenario 2014: sobrecargas en las transformaciones AT/MT; en la red MT no se detectan problemas que justifiquen nuevos desarrollos o refuerzos de red.

Los recursos DER potenciales resuelven parcialmente la PNG ante el fallo de transformador. Estas transformaciones AT/MT se encuentran sobrecargadas en un nivel no admisible como consecuencia de la evolución de la demanda, lo que pone de manifiesto la necesidad de refuerzo de la red ampliando la transformación en K6 con una tercera unidad de 20 MVA que eliminaría las referidas sobrecargas y las PNG por fallo simple de transformador, o bien, reducir la demanda aguas abajo de estas transformaciones trasvasando una carga equivalente a subsistemas colindantes mediante desarrollos de red MT, mediante el desarrollo de al menos tres circuitos MT desde barras de otra subestación colindante no perteneciente al subsistema 4.

En coherencia con el desarrollo de la planificación en curso de la red AT (ver 10.4.3) frente a la posibilidad de ampliar la transformación AT/MT en el espacio disponible de la subestación K6 con un coste más predecible y reconocido por el sistema se descarta la segunda alternativa (desarrollo de nuevos circuitos MT desde otro subsistema). Esto se justifica por dos motivos: su dificultad y plazo de implantación en aéreo en la zona lo que introduciría sobrecostes no reconocidos por el sistema, si finalmente resultase ineludible materializar este desarrollo en subterráneo en suelo no urbanizado; y por existir un desarrollo en curso al menos dos circuitos MT por nuevos suministros (actuaciones urbanísticas) en la zona (ver 9.4) que contribuirán a reducir las sobrecargas y PNG referidas.

Por otra parte, en el ámbito de las pérdidas, se observa una evolución desde 379,3 kW en el escenario 2014 a 553,5 kW en el horizonte 2020. Estos valores no ofrecen suficiente margen para establecer una horquilla de interés económico para la posible aportación de servicios de energía reactiva por parte de DER, que no pueda o deba corregir la propia gestión de los recursos constitutivos de la red por diseño (regulación de tensiones en las transformaciones AT/MT y MAT/AT). Por ello, al haberse identificado una limitación en el funcionamiento proyectado del subsistema K6 no vinculado a regulación de tensiones, ni a reducción de pérdidas sino a la necesidad de potencia activa, no resulta necesario su optimización (OPF) para dichos objetivos dentro del modelo de planificación de red propuesto.

ANEXO F: CASO BASE DESAGREGADO, TERCERA ETAPA

F. 1: Análisis económico-regulatorio necesidades de red en la Transformación K

En esta sección se han incluido las plantillas utilizadas en cada uno de los escenarios que componen el cálculo económico-regulatorio para el caso bases 2020 para la transformación K cuyos resultados se han comentado en la sección 10.5.2.

F.1.1: Escenario 1: Sin pago a DER y sin retraso de la inversión

Escenario 0: Sin pago a DER (Retraso =0 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6.50%		trom	1 años	VU	40,00 años				
tr	1,5 años		FRROM	1,065						
FRR1	1,099		TRROM	10,00%						
ACTUACIÓN (UNIDADES FÍSICAS RETRIBUIBLES)										
Unidad	Anual									
	VRI	VROM	RI	ROM						
Posición S132 1T	368.554 €	9.912 €	10.127 €	10.556 €						
1T 132/66 kV 80 MVA	1.117.680 €	30.080 €	30.710 €	32.035 €						
Posición S66 1T	225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €						
	1.711.989 €	46.062 €	47.040 €	49.056 €						
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)		MW	Precio medio energía	65	€/MWh					
Tiempo de reemplazo		horas								
Energía no suministrada	0	MWh	Retribución potencia activa DER	-	€					
Reducción de pérdidas (reserva Q)		MWh	Retribución reducción pérdidas DER	-	€					
Retraso inversión	0	años	Retribución Anual DER	-	€					
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD										
Puesta en Servicio de los activos	2016		TIR del proyecto	7,78%						
			Payback	12,00	años					
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-3								
2014	1,00	-2	- 342.398 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 342.398 €	- 342.398 €
2015	1,00	-1	- 513.597 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 513.597 €	- 855.995 €
2016	1,00	0	- 855.995 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 855.995 €	- 1.711.989 €
2017	1,00	1	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 1.711.989 €
2018	1,00	2	- €	- €	1.690.589 €	42.800 €	49.056 €	109.888 €	201.744 €	- 1.510.245 €
2019	1,00	3	- €	- €	1.647.789 €	42.800 €	49.056 €	104.324 €	196.180 €	- 1.314.065 €
2020	0,90	4	- €	- €	1.604.990 €	42.800 €	44.150 €	101.542 €	188.492 €	- 1.125.572 €
2021	0,90	5	- €	- €	1.562.190 €	42.800 €	44.150 €	98.760 €	185.711 €	- 939.862 €
2022	0,90	6	- €	- €	1.519.390 €	42.800 €	44.150 €	95.978 €	182.929 €	- 756.933 €
2023	0,90	7	- €	- €	1.476.591 €	42.800 €	44.150 €	93.196 €	180.147 €	- 576.787 €
2024	0,90	8	- €	- €	1.433.791 €	42.800 €	44.150 €	90.414 €	177.365 €	- 399.422 €
2025	0,90	9	- €	- €	1.390.991 €	42.800 €	44.150 €	87.632 €	174.583 €	- 224.840 €
2026	0,80	10	- €	- €	1.348.191 €	42.800 €	39.245 €	84.850 €	166.895 €	- 57.945 €
2027	0,80	11	- €	- €	1.305.392 €	42.800 €	39.245 €	82.068 €	164.113 €	106.168 €
2028	0,80	12	- €	- €	1.262.592 €	42.800 €	39.245 €	79.286 €	161.331 €	267.499 €
2029	0,80	13	- €	- €	1.219.792 €	42.800 €	39.245 €	76.505 €	158.549 €	426.049 €
2030	0,80	14	- €	- €	1.176.992 €	42.800 €	39.245 €	73.723 €	155.767 €	581.816 €
2031	0,80	15	- €	- €	1.134.193 €	42.800 €	39.245 €	70.941 €	152.985 €	734.801 €
2032	0,70	16	- €	- €	1.091.393 €	42.800 €	34.339 €	68.159 €	145.298 €	880.098 €
2033	0,70	17	- €	- €	1.048.593 €	42.800 €	34.339 €	65.377 €	142.516 €	1.022.614 €
2034	0,70	18	- €	- €	1.005.794 €	42.800 €	34.339 €	62.595 €	139.734 €	1.162.347 €
2035	0,70	19	- €	- €	962.994 €	42.800 €	34.339 €	59.813 €	136.952 €	1.299.299 €
2036	0,70	20	- €	- €	920.194 €	42.800 €	34.339 €	57.031 €	134.170 €	1.433.468 €
2037	0,70	21	- €	- €	877.394 €	42.800 €	34.339 €	54.249 €	131.388 €	1.564.856 €
2038	0,60	22	- €	- €	834.595 €	42.800 €	29.434 €	51.467 €	123.700 €	1.688.556 €
2039	0,60	23	- €	- €	791.795 €	42.800 €	29.434 €	48.685 €	120.918 €	1.809.474 €
2040	0,60	24	- €	- €	748.995 €	42.800 €	29.434 €	45.903 €	118.136 €	1.927.610 €
2041	0,60	25	- €	- €	706.195 €	42.800 €	29.434 €	43.121 €	115.354 €	2.042.964 €
2042	0,60	26	- €	- €	663.396 €	42.800 €	29.434 €	40.339 €	112.572 €	2.155.536 €
2043	0,60	27	- €	- €	620.596 €	42.800 €	29.434 €	37.557 €	109.790 €	2.265.326 €
2044	0,50	28	- €	- €	577.796 €	42.800 €	24.528 €	34.775 €	102.103 €	2.367.429 €
2045	0,50	29	- €	- €	534.997 €	42.800 €	24.528 €	31.993 €	99.321 €	2.466.749 €
2046	0,50	30	- €	- €	492.197 €	42.800 €	24.528 €	29.211 €	96.539 €	2.563.288 €
2047	0,50	31	- €	- €	449.397 €	42.800 €	24.528 €	26.429 €	93.757 €	2.657.045 €
2048	0,50	32	- €	- €	406.597 €	42.800 €	24.528 €	23.647 €	90.975 €	2.748.019 €
2049	0,50	33	- €	- €	363.798 €	42.800 €	24.528 €	20.865 €	88.193 €	2.836.212 €
2050	0,40	34	- €	- €	320.998 €	42.800 €	19.622 €	18.083 €	80.505 €	2.916.717 €
2051	0,40	35	- €	- €	278.198 €	42.800 €	19.622 €	15.301 €	77.723 €	2.994.440 €
2052	0,40	36	- €	- €	235.398 €	42.800 €	19.622 €	12.519 €	74.941 €	3.069.381 €
2053	0,40	37	- €	- €	192.599 €	42.800 €	19.622 €	9.737 €	72.159 €	3.141.540 €
2054	0,40	38	- €	- €	149.799 €	42.800 €	19.622 €	6.955 €	69.377 €	3.210.917 €
2055	0,40	39	- €	- €	106.999 €	42.800 €	19.622 €	4.173 €	66.595 €	3.277.512 €
2056	0,30	40	- €	- €	64.200 €	42.800 €	14.717 €	1.391 €	58.908 €	3.336.420 €
2057	0,30	41	- €	- €	21.400 €	42.800 €	14.717 €	- 1.391 €	56.126 €	3.392.545 €
2058	0,30	42	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- 2.782 €	11.935 €	3.404.480 €
2059	0,30	43	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- €	14.717 €	3.419.197 €
2060	0,30	44	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- €	14.717 €	3.433.914 €
2061	0,30	45	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- €	14.717 €	3.448.630 €
2062	0,20	46	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.458.442 €
2063	0,20	47	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.468.253 €
2064	0,20	48	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.478.064 €
2065	0,20	49	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.487.875 €
2066	0,20	50	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.497.686 €
2067	0,20	51	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.507.498 €
2068	0,10	52	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.512.403 €
2069	0,10	53	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.517.309 €
2070	0,10	54	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.522.214 €
2071	0,10	55	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.527.120 €

Figura A- 65: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 1).

Fuente: Elaboración propia.

F.1.2: Escenario 2: Con pago a DER y sin retraso de la inversión

Escenario 1: Con pago a DER (Retraso =0 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6,50%									
Ir	1,5	años								
FRRI	1,099									
Irom	1	años								
FRROM	1,065									
TRROM	10,00%									
VU	40,00	años								
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)										
Unidad	Anual									
	VRI	VROM	RI	ROM						
Posición S132 IT	368.554 €	9.912 €	10.127 €	10.556 €						
IT 132/66 kV 80 MVA	1.117.680 €	30.080 €	30.710 €	32.035 €						
Posición S66 IT	225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €						
	1.711.989 €	46.062 €	47.040 €	49.056 €						
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW	Precio medio energía	65	€/MWh					
Tiempo de reemplazo	48	horas	Retribución potencia activa DER	15,600	€					
Energía no suministrada	240	MWh	Retribución reducción pérdidas DER	3,250	€					
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50	MWh	Retribución Anual DER	18,850	€					
Retraso inversión	0	años								
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD										
Puesta en Servicio de los activos	2016		TIR del proyecto	7,47%						
			Payback	12,00	años					
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-3								
2014	1,00	-2	- 342.398 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 361.248 €	- 361.248 €
2015	1,00	-1	- 513.597 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 532.447 €	- 893.695 €
2016	1,00	0	- 855.995 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 874.845 €	- 1.768.539 €
2017	1,00	1	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 1.768.539 €
2018	1,00	2	- €	- €	1.690.589 €	42.800 €	49.056 €	109.888 €	201.744 €	- 1.566.795 €
2019	1,00	3	- €	- €	1.647.789 €	42.800 €	49.056 €	104.324 €	196.180 €	- 1.370.615 €
2020	0,90	4	- €	- €	1.604.990 €	42.800 €	44.150 €	101.542 €	188.492 €	- 1.182.122 €
2021	0,90	5	- €	- €	1.562.190 €	42.800 €	44.150 €	98.760 €	185.711 €	- 996.412 €
2022	0,90	6	- €	- €	1.519.390 €	42.800 €	44.150 €	95.978 €	182.929 €	- 813.483 €
2023	0,90	7	- €	- €	1.476.591 €	42.800 €	44.150 €	93.196 €	180.147 €	- 633.337 €
2024	0,90	8	- €	- €	1.433.791 €	42.800 €	44.150 €	90.414 €	177.365 €	- 455.972 €
2025	0,90	9	- €	- €	1.390.991 €	42.800 €	44.150 €	87.632 €	174.583 €	- 281.390 €
2026	0,80	10	- €	- €	1.348.191 €	42.800 €	39.245 €	84.850 €	166.895 €	- 114.495 €
2027	0,80	11	- €	- €	1.305.392 €	42.800 €	39.245 €	82.068 €	164.113 €	- 49.618 €
2028	0,80	12	- €	- €	1.262.592 €	42.800 €	39.245 €	79.286 €	161.331 €	210.949 €
2029	0,80	13	- €	- €	1.219.792 €	42.800 €	39.245 €	76.505 €	158.549 €	369.499 €
2030	0,80	14	- €	- €	1.176.992 €	42.800 €	39.245 €	73.723 €	155.767 €	525.266 €
2031	0,80	15	- €	- €	1.134.193 €	42.800 €	39.245 €	70.941 €	152.985 €	678.251 €
2032	0,70	16	- €	- €	1.091.393 €	42.800 €	34.339 €	68.159 €	145.298 €	823.548 €
2033	0,70	17	- €	- €	1.048.593 €	42.800 €	34.339 €	65.377 €	142.516 €	966.064 €
2034	0,70	18	- €	- €	1.005.794 €	42.800 €	34.339 €	62.595 €	139.734 €	1.105.797 €
2035	0,70	19	- €	- €	962.994 €	42.800 €	34.339 €	59.813 €	136.952 €	1.242.749 €
2036	0,70	20	- €	- €	920.194 €	42.800 €	34.339 €	57.031 €	134.170 €	1.376.918 €
2037	0,70	21	- €	- €	877.394 €	42.800 €	34.339 €	54.249 €	131.388 €	1.508.306 €
2038	0,60	22	- €	- €	834.595 €	42.800 €	29.434 €	51.467 €	123.700 €	1.632.006 €
2039	0,60	23	- €	- €	791.795 €	42.800 €	29.434 €	48.685 €	120.918 €	1.752.924 €
2040	0,60	24	- €	- €	748.995 €	42.800 €	29.434 €	45.903 €	118.136 €	1.871.060 €
2041	0,60	25	- €	- €	706.195 €	42.800 €	29.434 €	43.121 €	115.354 €	1.986.414 €
2042	0,60	26	- €	- €	663.396 €	42.800 €	29.434 €	40.339 €	112.572 €	2.098.986 €
2043	0,60	27	- €	- €	620.596 €	42.800 €	29.434 €	37.557 €	109.790 €	2.208.776 €
2044	0,50	28	- €	- €	577.796 €	42.800 €	24.528 €	34.775 €	102.103 €	2.310.879 €
2045	0,50	29	- €	- €	534.997 €	42.800 €	24.528 €	31.993 €	99.321 €	2.410.199 €
2046	0,50	30	- €	- €	492.197 €	42.800 €	24.528 €	29.211 €	96.539 €	2.506.738 €
2047	0,50	31	- €	- €	449.397 €	42.800 €	24.528 €	26.429 €	93.757 €	2.600.495 €
2048	0,50	32	- €	- €	406.597 €	42.800 €	24.528 €	23.647 €	90.975 €	2.691.469 €
2049	0,50	33	- €	- €	363.798 €	42.800 €	24.528 €	20.865 €	88.193 €	2.779.662 €
2050	0,40	34	- €	- €	320.998 €	42.800 €	19.622 €	18.083 €	80.505 €	2.860.167 €
2051	0,40	35	- €	- €	278.198 €	42.800 €	19.622 €	15.301 €	77.723 €	2.937.890 €
2052	0,40	36	- €	- €	235.398 €	42.800 €	19.622 €	12.519 €	74.941 €	3.012.831 €
2053	0,40	37	- €	- €	192.599 €	42.800 €	19.622 €	9.737 €	72.159 €	3.084.990 €
2054	0,40	38	- €	- €	149.799 €	42.800 €	19.622 €	6.955 €	69.377 €	3.154.367 €
2055	0,40	39	- €	- €	106.999 €	42.800 €	19.622 €	4.173 €	66.595 €	3.220.962 €
2056	0,30	40	- €	- €	64.200 €	42.800 €	14.717 €	1.391 €	58.908 €	3.279.870 €
2057	0,30	41	- €	- €	21.400 €	42.800 €	14.717 €	1.391 €	56.126 €	3.335.995 €
2058	0,30	42	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- 2.782 €	11.935 €	3.347.930 €
2059	0,30	43	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- €	14.717 €	3.362.647 €
2060	0,30	44	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- €	14.717 €	3.377.364 €
2061	0,30	45	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- €	14.717 €	3.392.080 €
2062	0,20	46	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.401.892 €
2063	0,20	47	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.411.703 €
2064	0,20	48	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.421.514 €
2065	0,20	49	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.431.325 €
2066	0,20	50	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.441.136 €
2067	0,20	51	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.450.948 €
2068	0,10	52	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.455.853 €
2069	0,10	53	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.460.759 €
2070	0,10	54	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.465.664 €
2071	0,10	55	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.470.570 €

Figura A- 66: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 2).

Fuente: Elaboración propia.

F.1.3: Escenario 3: Con pago a DER y retrasando la inversión 1 año

Escenario 2: Con pago a DER (Retraso =1 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6.50%		trom	1 años	VU	40,00 años				
tr	1,5 años		FRROM	1,065						
FERRI	1,099		TRROM	10,00%						
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)										
Unidad		VRI	VROM	RI	ROM	Anual				
Postición S132 1T		368.554 €	9.912 €	10.127 €	10.556 €					
1T 132/66 kV 80 MVA		1.117.680 €	30.080 €	30.710 €	32.035 €					
Postición S66 1T		225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €					
		1.711.989 €	46.062 €	47.040 €	49.056 €					
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW	Precio medio energía	65	€/MWh					
Tiempo de reemplazo	48	horas								
Energía no suministrada	240	MWh	Retribución potencia activa DER	15.600	€					
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50	MWh	Retribución reducción pérdidas DER	3.250	€					
Retraso inversión	1	años	Retribución Anual DER	18.850	€					
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD										
Puesta en Servicio de los activos	2017		TIR del proyecto	7,30%						
			Payback	13,00	años					
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-4								
2014	1,00	-3	-	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 18.850 €
2015	1,00	-2	- 342.398 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 361.248 €	- 380.098 €
2016	1,00	-1	- 513.597 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 532.447 €	- 912.545 €
2017	1,00	0	- 855.995 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 874.845 €	- 1.787.389 €
2018	1,00	1	-	-	-	-	-	-	-	- 1.787.389 €
2019	1,00	2	-	-	1.690.589 €	42.800 €	49.056 €	109.888 €	201.744 €	- 1.585.645 €
2020	0,90	3	-	-	1.647.789 €	42.800 €	44.150 €	104.324 €	191.274 €	- 1.394.370 €
2021	0,90	4	-	-	1.604.990 €	42.800 €	44.150 €	101.542 €	188.492 €	- 1.205.878 €
2022	0,90	5	-	-	1.562.190 €	42.800 €	44.150 €	98.760 €	185.711 €	- 1.020.167 €
2023	0,90	6	-	-	1.519.390 €	42.800 €	44.150 €	95.978 €	182.929 €	- 837.239 €
2024	0,90	7	-	-	1.476.591 €	42.800 €	44.150 €	93.196 €	180.147 €	- 657.092 €
2025	0,90	8	-	-	1.433.791 €	42.800 €	44.150 €	90.414 €	177.365 €	- 479.728 €
2026	0,80	9	-	-	1.390.991 €	42.800 €	39.245 €	87.632 €	169.677 €	- 310.051 €
2027	0,80	10	-	-	1.348.191 €	42.800 €	39.245 €	84.850 €	166.895 €	- 143.156 €
2028	0,80	11	-	-	1.305.392 €	42.800 €	39.245 €	82.068 €	164.113 €	20.957 €
2029	0,80	12	-	-	1.262.592 €	42.800 €	39.245 €	79.286 €	161.331 €	182.288 €
2030	0,80	13	-	-	1.219.792 €	42.800 €	39.245 €	76.505 €	158.549 €	340.837 €
2031	0,80	14	-	-	1.176.992 €	42.800 €	39.245 €	73.723 €	155.767 €	496.604 €
2032	0,70	15	-	-	1.134.193 €	42.800 €	34.339 €	70.941 €	148.079 €	644.684 €
2033	0,70	16	-	-	1.091.393 €	42.800 €	34.339 €	68.159 €	145.298 €	789.981 €
2034	0,70	17	-	-	1.048.593 €	42.800 €	34.339 €	65.377 €	142.516 €	932.497 €
2035	0,70	18	-	-	1.005.794 €	42.800 €	34.339 €	62.595 €	139.734 €	1.072.230 €
2036	0,70	19	-	-	962.994 €	42.800 €	34.339 €	59.813 €	136.952 €	1.209.182 €
2037	0,70	20	-	-	920.194 €	42.800 €	34.339 €	57.031 €	134.170 €	1.343.352 €
2038	0,60	21	-	-	877.394 €	42.800 €	29.434 €	54.249 €	126.482 €	1.469.834 €
2039	0,60	22	-	-	834.595 €	42.800 €	29.434 €	51.467 €	123.700 €	1.593.534 €
2040	0,60	23	-	-	791.795 €	42.800 €	29.434 €	48.685 €	120.918 €	1.714.452 €
2041	0,60	24	-	-	748.995 €	42.800 €	29.434 €	45.903 €	118.136 €	1.832.588 €
2042	0,60	25	-	-	706.195 €	42.800 €	29.434 €	43.121 €	115.354 €	1.947.942 €
2043	0,60	26	-	-	663.396 €	42.800 €	29.434 €	40.339 €	112.572 €	2.060.514 €
2044	0,50	27	-	-	620.596 €	42.800 €	24.528 €	37.557 €	104.884 €	2.165.398 €
2045	0,50	28	-	-	577.797 €	42.800 €	24.528 €	34.775 €	102.103 €	2.267.501 €
2046	0,50	29	-	-	534.997 €	42.800 €	24.528 €	31.993 €	99.321 €	2.366.821 €
2047	0,50	30	-	-	492.197 €	42.800 €	24.528 €	29.211 €	96.539 €	2.463.360 €
2048	0,50	31	-	-	449.397 €	42.800 €	24.528 €	26.429 €	93.757 €	2.557.117 €
2049	0,50	32	-	-	406.597 €	42.800 €	24.528 €	23.647 €	90.975 €	2.648.091 €
2050	0,40	33	-	-	363.798 €	42.800 €	19.622 €	20.865 €	83.287 €	2.731.378 €
2051	0,40	34	-	-	320.998 €	42.800 €	19.622 €	18.083 €	80.505 €	2.811.883 €
2052	0,40	35	-	-	278.198 €	42.800 €	19.622 €	15.301 €	77.723 €	2.889.606 €
2053	0,40	36	-	-	235.398 €	42.800 €	19.622 €	12.519 €	74.941 €	2.964.547 €
2054	0,40	37	-	-	192.599 €	42.800 €	19.622 €	9.737 €	72.159 €	3.036.706 €
2055	0,40	38	-	-	149.799 €	42.800 €	19.622 €	6.955 €	69.377 €	3.106.083 €
2056	0,30	39	-	-	106.999 €	42.800 €	14.717 €	4.173 €	61.690 €	3.167.773 €
2057	0,30	40	-	-	64.200 €	42.800 €	14.717 €	1.391 €	58.908 €	3.226.680 €
2058	0,30	41	-	-	21.400 €	42.800 €	14.717 €	- 1.391 €	56.126 €	3.282.806 €
2059	0,30	42	-	-	- €	- €	14.717 €	- 2.782 €	11.935 €	3.294.741 €
2060	0,30	43	-	-	- €	- €	14.717 €	- €	14.717 €	3.309.458 €
2061	0,30	44	-	-	- €	- €	14.717 €	- €	14.717 €	3.324.174 €
2062	0,20	45	-	-	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.333.986 €
2063	0,20	46	-	-	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.343.797 €
2064	0,20	47	-	-	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.353.608 €
2065	0,20	48	-	-	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.363.419 €
2066	0,20	49	-	-	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.373.230 €
2067	0,20	50	-	-	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.383.042 €
2068	0,10	51	-	-	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.387.947 €
2069	0,10	52	-	-	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.392.853 €
2070	0,10	53	-	-	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.397.758 €
2071	0,10	54	-	-	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.402.664 €

Figura A- 67: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 3).

Fuente: Elaboración propia.

F.1.4: Escenario 4: Con pago a DER y retrasando la inversión 2 años

Escenario 3: Con pago a DER (Retraso =2 años)											
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA											
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO											
TRF	6,50%		trom	1	años	VU	40,00	años			
tr	1,5	años	FRROM	1,065							
FRR1	1,099		TRROM	10,00%							
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)											
Unidad	VRI	VROM	RI	ROM	Anual						
Posición S132 1T	368.554 €	9.912 €	10.127 €	10.556 €							
1T 132/66 KV 80 MVA	1.117.680 €	30.080 €	30.710 €	32.035 €							
Posición S66 1T	225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €							
	1.711.989 €	46.062 €	47.040 €	49.056 €							
RECURSO DER											
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW	Precio medio energía	65	€/MWh						
Tiempo de reemplazo	48	horas									
Energía no suministrada	240	MWh	Retribución potencia activa DER	15.600	€						
Reducción de pérdidas (reserva O)	50	MWh	Retribución reducción pérdidas DER	3.250	€						
Retraso inversión	2	años	Retribución Anual DER	18.850	€						
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD											
Puesta en Servicio de los activos	2018		TIR del proyecto	7,13%							
			Payback	15,00	años						
FLUJO DE CAJA											
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja	
2013		-5									
2014	1,00	-4	- € -	18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 18.850 €	
2015	1,00	-3	- € -	18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 37.700 €	
2016	1,00	-2	- 342.398 €	18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 361.248 €	- 398.948 €	
2017	1,00	-1	- 513.597 €	18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 532.447 €	- 931.395 €	
2018	1,00	0	- 855.995 €	18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 874.845 €	- 1.806.239 €	
2019	1,00	1	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 1.806.239 €	
2020	0,90	2	- €	- €	1.690.589 €	42.800 €	44.150 €	109.888 €	196.838 €	- 1.609.401 €	
2021	0,90	3	- €	- €	1.647.789 €	42.800 €	44.150 €	104.324 €	191.274 €	- 1.418.126 €	
2022	0,90	4	- €	- €	1.604.990 €	42.800 €	44.150 €	101.542 €	188.492 €	- 1.229.634 €	
2023	0,90	5	- €	- €	1.562.190 €	42.800 €	44.150 €	98.760 €	185.711 €	- 1.043.923 €	
2024	0,90	6	- €	- €	1.519.390 €	42.800 €	44.150 €	95.978 €	182.929 €	- 860.995 €	
2025	0,90	7	- €	- €	1.476.591 €	42.800 €	44.150 €	93.196 €	180.147 €	- 680.848 €	
2026	0,80	8	- €	- €	1.433.791 €	42.800 €	39.245 €	90.414 €	172.459 €	- 508.389 €	
2027	0,80	9	- €	- €	1.390.991 €	42.800 €	39.245 €	87.632 €	169.677 €	- 338.712 €	
2028	0,80	10	- €	- €	1.348.191 €	42.800 €	39.245 €	84.850 €	166.895 €	- 171.817 €	
2029	0,80	11	- €	- €	1.305.392 €	42.800 €	39.245 €	82.068 €	164.113 €	- 7.704 €	
2030	0,80	12	- €	- €	1.262.592 €	42.800 €	39.245 €	79.286 €	161.331 €	153.627 €	
2031	0,80	13	- €	- €	1.219.792 €	42.800 €	39.245 €	76.505 €	158.549 €	312.176 €	
2032	0,70	14	- €	- €	1.176.992 €	42.800 €	34.339 €	73.723 €	150.861 €	463.038 €	
2033	0,70	15	- €	- €	1.134.193 €	42.800 €	34.339 €	70.941 €	148.079 €	611.117 €	
2034	0,70	16	- €	- €	1.091.393 €	42.800 €	34.339 €	68.159 €	145.298 €	756.415 €	
2035	0,70	17	- €	- €	1.048.593 €	42.800 €	34.339 €	65.377 €	142.516 €	898.930 €	
2036	0,70	18	- €	- €	1.005.794 €	42.800 €	34.339 €	62.595 €	139.734 €	1.038.664 €	
2037	0,70	19	- €	- €	962.994 €	42.800 €	34.339 €	59.813 €	136.952 €	1.175.615 €	
2038	0,60	20	- €	- €	920.194 €	42.800 €	29.434 €	57.031 €	129.264 €	1.304.879 €	
2039	0,60	21	- €	- €	877.394 €	42.800 €	29.434 €	54.249 €	126.482 €	1.431.361 €	
2040	0,60	22	- €	- €	834.595 €	42.800 €	29.434 €	51.467 €	123.700 €	1.555.061 €	
2041	0,60	23	- €	- €	791.795 €	42.800 €	29.434 €	48.685 €	120.918 €	1.675.979 €	
2042	0,60	24	- €	- €	748.995 €	42.800 €	29.434 €	45.903 €	118.136 €	1.794.115 €	
2043	0,60	25	- €	- €	706.195 €	42.800 €	29.434 €	43.121 €	115.354 €	1.909.469 €	
2044	0,50	26	- €	- €	663.396 €	42.800 €	24.528 €	40.339 €	107.666 €	2.017.136 €	
2045	0,50	27	- €	- €	620.596 €	42.800 €	24.528 €	37.557 €	104.884 €	2.122.020 €	
2046	0,50	28	- €	- €	577.796 €	42.800 €	24.528 €	34.775 €	102.103 €	2.228.123 €	
2047	0,50	29	- €	- €	534.997 €	42.800 €	24.528 €	31.993 €	99.321 €	2.323.443 €	
2048	0,50	30	- €	- €	492.197 €	42.800 €	24.528 €	29.211 €	96.539 €	2.419.982 €	
2049	0,50	31	- €	- €	449.397 €	42.800 €	24.528 €	26.429 €	93.757 €	2.513.738 €	
2050	0,40	32	- €	- €	406.597 €	42.800 €	19.622 €	23.647 €	86.069 €	2.599.807 €	
2051	0,40	33	- €	- €	363.798 €	42.800 €	19.622 €	20.865 €	83.287 €	2.683.094 €	
2052	0,40	34	- €	- €	320.998 €	42.800 €	19.622 €	18.083 €	80.505 €	2.763.600 €	
2053	0,40	35	- €	- €	278.198 €	42.800 €	19.622 €	15.301 €	77.723 €	2.841.323 €	
2054	0,40	36	- €	- €	235.398 €	42.800 €	19.622 €	12.519 €	74.941 €	2.916.264 €	
2055	0,40	37	- €	- €	192.599 €	42.800 €	19.622 €	9.737 €	72.159 €	2.988.423 €	
2056	0,30	38	- €	- €	149.799 €	42.800 €	14.717 €	6.955 €	64.471 €	3.052.894 €	
2057	0,30	39	- €	- €	106.999 €	42.800 €	14.717 €	4.173 €	61.690 €	3.114.584 €	
2058	0,30	40	- €	- €	64.200 €	42.800 €	14.717 €	1.391 €	58.908 €	3.173.491 €	
2059	0,30	41	- €	- €	21.400 €	42.800 €	14.717 €	- 1.391 €	56.126 €	3.229.617 €	
2060	0,30	42	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- 2.782 €	11.935 €	3.241.552 €	
2061	0,30	43	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- €	14.717 €	3.256.268 €	
2062	0,20	44	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.266.080 €	
2063	0,20	45	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.275.891 €	
2064	0,20	46	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.285.702 €	
2065	0,20	47	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.295.513 €	
2066	0,20	48	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.305.324 €	
2067	0,20	49	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.315.136 €	
2068	0,10	50	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.320.041 €	
2069	0,10	51	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.324.947 €	
2070	0,10	52	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.329.852 €	
2071	0,10	53	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.334.758 €	

Figura A- 68: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 4).

Fuente: Elaboración propia.

F.1.5: Escenario 5: Con pago a DER y retrasando la inversión 3 años

Escenario 4: Con pago a DER (Retraso =3 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6.50%		trom	1 años	VU	40,00 años				
tr	1,5 años		FRROM	1,065						
FRR1	1,099		TRROM	10,00%						
ACTUACIÓN (UNIDADES FÍSICAS RETRIBUIBLES)										
Unidad		VRI	VROM	RI	ROM	Anual				
Posición S132 1T		368.554 €	9.912 €	10.127 €	10.556 €					
1T 132/66 kV 80 MVA		1.117.680 €	30.080 €	30.710 €	32.035 €					
Posición S66 1T		225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €					
		1.711.989 €	46.062 €	47.040 €	49.056 €					
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)	5 MW	Precio medio energía	65 €/MWh							
Tiempo de reemplazo	48 horas	Retribución potencia activa DER	15.600 €							
Energía no suministrada	240 MWh	Retribución reducción pérdidas DER	3.250 €							
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50 MWh	Retribución Anual DER	18.850 €							
Retraso inversión	3 años									
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)										
Puesta en Servicio de los activos	2019	TIR del proyecto	6,96%							
		Payback	16,00 años							
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-6								
2014	1,00	-5	- €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 18.850 €
2015	1,00	-4	- €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 37.700 €
2016	1,00	-3	- €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 56.550 €
2017	1,00	-2	- 342.398 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 361.248 €	- 417.798 €
2018	1,00	-1	- 513.597 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 532.447 €	- 950.245 €
2019	1,00	0	- 855.995 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 874.845 €	- 1.825.089 €
2020	0,90	1	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 1.825.089 €
2021	0,90	2	- €	- €	1.690.589 €	42.800 €	44.150 €	109.888 €	196.838 €	- 1.628.251 €
2022	0,90	3	- €	- €	1.647.789 €	42.800 €	44.150 €	104.324 €	191.274 €	- 1.436.976 €
2023	0,90	4	- €	- €	1.604.990 €	42.800 €	44.150 €	101.542 €	188.492 €	- 1.248.484 €
2024	0,90	5	- €	- €	1.562.190 €	42.800 €	44.150 €	98.760 €	185.711 €	- 1.062.773 €
2025	0,90	6	- €	- €	1.519.390 €	42.800 €	44.150 €	95.978 €	182.929 €	- 879.845 €
2026	0,80	7	- €	- €	1.476.591 €	42.800 €	39.245 €	93.196 €	175.241 €	- 704.604 €
2027	0,80	8	- €	- €	1.433.791 €	42.800 €	39.245 €	90.414 €	172.459 €	- 532.145 €
2028	0,80	9	- €	- €	1.390.991 €	42.800 €	39.245 €	87.632 €	169.677 €	- 362.468 €
2029	0,80	10	- €	- €	1.348.191 €	42.800 €	39.245 €	84.850 €	166.895 €	- 195.573 €
2030	0,80	11	- €	- €	1.305.392 €	42.800 €	39.245 €	82.068 €	164.113 €	- 31.460 €
2031	0,80	12	- €	- €	1.262.592 €	42.800 €	39.245 €	79.286 €	161.331 €	129.871 €
2032	0,70	13	- €	- €	1.219.792 €	42.800 €	34.339 €	76.505 €	153.643 €	283.515 €
2033	0,70	14	- €	- €	1.176.992 €	42.800 €	34.339 €	73.723 €	150.861 €	434.376 €
2034	0,70	15	- €	- €	1.134.193 €	42.800 €	34.339 €	70.941 €	148.079 €	582.456 €
2035	0,70	16	- €	- €	1.091.393 €	42.800 €	34.339 €	68.159 €	145.298 €	727.753 €
2036	0,70	17	- €	- €	1.048.593 €	42.800 €	34.339 €	65.377 €	142.516 €	870.269 €
2037	0,70	18	- €	- €	1.005.794 €	42.800 €	34.339 €	62.595 €	139.734 €	1.010.002 €
2038	0,60	19	- €	- €	962.994 €	42.800 €	29.434 €	59.813 €	132.046 €	1.142.048 €
2039	0,60	20	- €	- €	920.194 €	42.800 €	29.434 €	57.031 €	129.264 €	1.271.312 €
2040	0,60	21	- €	- €	877.394 €	42.800 €	29.434 €	54.249 €	126.482 €	1.397.794 €
2041	0,60	22	- €	- €	834.595 €	42.800 €	29.434 €	51.467 €	123.700 €	1.521.494 €
2042	0,60	23	- €	- €	791.795 €	42.800 €	29.434 €	48.685 €	120.918 €	1.642.412 €
2043	0,60	24	- €	- €	748.995 €	42.800 €	29.434 €	45.903 €	118.136 €	1.760.548 €
2044	0,50	25	- €	- €	706.195 €	42.800 €	24.528 €	43.121 €	110.448 €	1.870.997 €
2045	0,50	26	- €	- €	663.396 €	42.800 €	24.528 €	40.339 €	107.666 €	1.978.663 €
2046	0,50	27	- €	- €	620.596 €	42.800 €	24.528 €	37.557 €	104.884 €	2.083.548 €
2047	0,50	28	- €	- €	577.796 €	42.800 €	24.528 €	34.775 €	102.103 €	2.185.650 €
2048	0,50	29	- €	- €	534.997 €	42.800 €	24.528 €	31.993 €	99.321 €	2.284.971 €
2049	0,50	30	- €	- €	492.197 €	42.800 €	24.528 €	29.211 €	96.539 €	2.381.510 €
2050	0,40	31	- €	- €	449.397 €	42.800 €	19.622 €	26.429 €	88.851 €	2.470.360 €
2051	0,40	32	- €	- €	406.597 €	42.800 €	19.622 €	23.647 €	86.069 €	2.556.429 €
2052	0,40	33	- €	- €	363.798 €	42.800 €	19.622 €	20.865 €	83.287 €	2.639.716 €
2053	0,40	34	- €	- €	320.998 €	42.800 €	19.622 €	18.083 €	80.505 €	2.720.221 €
2054	0,40	35	- €	- €	278.198 €	42.800 €	19.622 €	15.301 €	77.723 €	2.797.945 €
2055	0,40	36	- €	- €	235.398 €	42.800 €	19.622 €	12.519 €	74.941 €	2.872.886 €
2056	0,30	37	- €	- €	192.599 €	42.800 €	14.717 €	9.737 €	67.253 €	2.940.139 €
2057	0,30	38	- €	- €	149.799 €	42.800 €	14.717 €	6.955 €	64.471 €	3.004.611 €
2058	0,30	39	- €	- €	106.999 €	42.800 €	14.717 €	4.173 €	61.690 €	3.066.300 €
2059	0,30	40	- €	- €	64.200 €	42.800 €	14.717 €	1.391 €	58.908 €	3.125.208 €
2060	0,30	41	- €	- €	21.400 €	42.800 €	14.717 €	- 1.391 €	56.126 €	3.181.333 €
2061	0,30	42	- €	- €	- €	- €	14.717 €	- 2.782 €	11.935 €	3.193.268 €
2062	0,20	43	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.203.079 €
2063	0,20	44	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.212.890 €
2064	0,20	45	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.222.702 €
2065	0,20	46	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.232.513 €
2066	0,20	47	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.242.324 €
2067	0,20	48	- €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.252.135 €
2068	0,10	49	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.257.041 €
2069	0,10	50	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.261.946 €
2070	0,10	51	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.266.852 €
2071	0,10	52	- €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.271.758 €

Figura A- 69: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 5).

Fuente: Elaboración propia.

F.1.6: Escenario 6: Con pago a DER y retrasando la inversión 4 años

Escenario 5: Con pago a DER (Retraso =4 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6.50%		trom		1 años	VU		40,00 años		
tr	1,5	años	FRROM		1,065					
FRR1	1,099		TRROM		10,00%					
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)										
Anual										
Unidad			VRI		VROM		RI		ROM	
Posición S132 1T			368.554 €		9.912 €		10.127 €		10.556 €	
1T 132/66 kV 80 MVA			1.117.680 €		30.080 €		30.710 €		32.035 €	
Posición S66 1T			225.755 €		6.070 €		6.203 €		6.465 €	
			1.711.989 €		46.062 €		47.040 €		49.056 €	
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW	Precio medio energía	65	€/MWh					
Tiempo de reemplazo	48	horas								
Energía no suministrada	240	MWh	Retribución potencia activa DER	15.600	€					
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50	MWh	Retribución reducción pérdidas DER	3.250	€					
Retraso inversión	4	años	Retribución Anual DER	18.850	€					
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD										
Puesta en Servicio de los activos	2020		TIR del proyecto	6,79%						
			Payback	17,00	años					
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-7								
2014	1,00	-6	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- 18.850 €	- 18.850 €
2015	1,00	-5	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- 37.700 €	- 37.700 €
2016	1,00	-4	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- 56.550 €	- 56.550 €
2017	1,00	-3	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- 75.400 €	- 75.400 €
2018	1,00	-2	- 342.398 € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- 361.248 €	- 436.648 €
2019	1,00	-1	- 513.597 € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- 532.447 €	- 969.095 €
2020	0,90	0	- 855.995 € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- 874.845 €	- 1.843.939 €
2021	0,90	1	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	- 1.843.939 €
2022	0,90	2	- € - €	- € - €	1.690.589 €	42.800 €	44.150 €	109.888 €	196.838 €	- 1.647.101 €
2023	0,90	3	- € - €	- € - €	1.647.789 €	42.800 €	44.150 €	104.324 €	191.274 €	- 1.455.826 €
2024	0,90	4	- € - €	- € - €	1.604.990 €	42.800 €	44.150 €	101.542 €	188.492 €	- 1.267.334 €
2025	0,90	5	- € - €	- € - €	1.562.190 €	42.800 €	44.150 €	98.760 €	185.711 €	- 1.081.623 €
2026	0,80	6	- € - €	- € - €	1.519.390 €	42.800 €	39.245 €	95.978 €	178.023 €	- 903.600 €
2027	0,80	7	- € - €	- € - €	1.476.591 €	42.800 €	39.245 €	93.196 €	175.241 €	- 728.359 €
2028	0,80	8	- € - €	- € - €	1.433.791 €	42.800 €	39.245 €	90.414 €	172.459 €	- 555.900 €
2029	0,80	9	- € - €	- € - €	1.390.991 €	42.800 €	39.245 €	87.632 €	169.677 €	- 386.223 €
2030	0,80	10	- € - €	- € - €	1.348.191 €	42.800 €	39.245 €	84.850 €	166.895 €	- 219.328 €
2031	0,80	11	- € - €	- € - €	1.305.392 €	42.800 €	39.245 €	82.068 €	164.113 €	- 55.215 €
2032	0,70	12	- € - €	- € - €	1.262.592 €	42.800 €	34.339 €	79.286 €	156.425 €	101.210 €
2033	0,70	13	- € - €	- € - €	1.219.792 €	42.800 €	34.339 €	76.505 €	153.643 €	254.854 €
2034	0,70	14	- € - €	- € - €	1.176.992 €	42.800 €	34.339 €	73.723 €	150.861 €	405.715 €
2035	0,70	15	- € - €	- € - €	1.134.193 €	42.800 €	34.339 €	70.941 €	148.079 €	553.795 €
2036	0,70	16	- € - €	- € - €	1.091.393 €	42.800 €	34.339 €	68.159 €	145.298 €	699.092 €
2037	0,70	17	- € - €	- € - €	1.048.593 €	42.800 €	34.339 €	65.377 €	142.516 €	841.608 €
2038	0,60	18	- € - €	- € - €	1.005.794 €	42.800 €	29.434 €	62.595 €	134.828 €	976.436 €
2039	0,60	19	- € - €	- € - €	962.994 €	42.800 €	29.434 €	59.813 €	132.046 €	1.108.482 €
2040	0,60	20	- € - €	- € - €	920.194 €	42.800 €	29.434 €	57.031 €	129.264 €	1.237.746 €
2041	0,60	21	- € - €	- € - €	877.394 €	42.800 €	29.434 €	54.249 €	126.482 €	1.364.228 €
2042	0,60	22	- € - €	- € - €	834.595 €	42.800 €	29.434 €	51.467 €	123.700 €	1.487.928 €
2043	0,60	23	- € - €	- € - €	791.795 €	42.800 €	29.434 €	48.685 €	120.918 €	1.608.846 €
2044	0,50	24	- € - €	- € - €	748.995 €	42.800 €	24.528 €	45.903 €	113.230 €	1.722.076 €
2045	0,50	25	- € - €	- € - €	706.195 €	42.800 €	24.528 €	43.121 €	110.448 €	1.832.525 €
2046	0,50	26	- € - €	- € - €	663.396 €	42.800 €	24.528 €	40.339 €	107.666 €	1.940.191 €
2047	0,50	27	- € - €	- € - €	620.596 €	42.800 €	24.528 €	37.557 €	104.884 €	2.045.075 €
2048	0,50	28	- € - €	- € - €	577.796 €	42.800 €	24.528 €	34.775 €	102.103 €	2.147.178 €
2049	0,50	29	- € - €	- € - €	534.997 €	42.800 €	24.528 €	31.993 €	99.321 €	2.246.499 €
2050	0,40	30	- € - €	- € - €	492.197 €	42.800 €	19.622 €	29.211 €	91.633 €	2.338.131 €
2051	0,40	31	- € - €	- € - €	449.397 €	42.800 €	19.622 €	26.429 €	88.851 €	2.426.982 €
2052	0,40	32	- € - €	- € - €	406.597 €	42.800 €	19.622 €	23.647 €	86.069 €	2.513.051 €
2053	0,40	33	- € - €	- € - €	363.798 €	42.800 €	19.622 €	20.865 €	83.287 €	2.596.338 €
2054	0,40	34	- € - €	- € - €	320.998 €	42.800 €	19.622 €	18.083 €	80.505 €	2.676.843 €
2055	0,40	35	- € - €	- € - €	278.198 €	42.800 €	19.622 €	15.301 €	77.723 €	2.754.567 €
2056	0,30	36	- € - €	- € - €	235.398 €	42.800 €	14.717 €	12.519 €	70.035 €	2.824.602 €
2057	0,30	37	- € - €	- € - €	192.599 €	42.800 €	14.717 €	9.737 €	67.253 €	2.891.855 €
2058	0,30	38	- € - €	- € - €	149.799 €	42.800 €	14.717 €	6.955 €	64.471 €	2.956.327 €
2059	0,30	39	- € - €	- € - €	106.999 €	42.800 €	14.717 €	4.173 €	61.690 €	3.018.016 €
2060	0,30	40	- € - €	- € - €	64.200 €	42.800 €	14.717 €	1.391 €	58.908 €	3.076.924 €
2061	0,30	41	- € - €	- € - €	21.400 €	42.800 €	14.717 €	- 1.391 €	56.126 €	3.133.049 €
2062	0,20	42	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	9.811 €	- 2.782 €	7.029 €	3.140.079 €
2063	0,20	43	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	9.811 €	- €	9.811 €	3.149.890 €
2064	0,20	44	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	9.811 €	- €	9.811 €	3.159.701 €
2065	0,20	45	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	9.811 €	- €	9.811 €	3.169.512 €
2066	0,20	46	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	9.811 €	- €	9.811 €	3.179.324 €
2067	0,20	47	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	9.811 €	- €	9.811 €	3.189.135 €
2068	0,10	48	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	4.906 €	- €	4.906 €	3.194.040 €
2069	0,10	49	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	4.906 €	- €	4.906 €	3.198.946 €
2070	0,10	50	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	4.906 €	- €	4.906 €	3.203.852 €
2071	0,10	51	- € - €	- € - €	- € - €	- € - €	4.906 €	- €	4.906 €	3.208.757 €

Figura A- 70: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 6).

Fuente: Elaboración propia.

F.1.7: Escenario 7: Con pago a DER y retrasando la inversión 5 años

Escenario 6: Con pago a DER (Retraso =5 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6.50%		trom		1 años	VU		40,00 años		
tr	1,5	años	FRROM		1,065					
FRR1	1,099		TRROM		10,00%					
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)										
Anual										
Unidad			VRI		VROM		RI		ROM	
Posición S132 1T			368.554 €		9.912 €		10.127 €		10.556 €	
1T 132/66 kV 80 MVA			1.117.680 €		30.080 €		30.710 €		32.035 €	
Posición S66 1T			225.755 €		6.070 €		6.203 €		6.465 €	
			1.711.989 €		46.062 €		47.040 €		49.056 €	
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW	Precio medio energía		65	€/MWh				
Tiempo de reemplazo	48	horas								
Energía no suministrada	240	MWh	Retribución potencia activa DER		15.600	€				
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50	MWh	Retribución reducción pérdidas DER		3.250	€				
Retraso inversión	5	años	Retribución Anual DER		18.850	€				
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD										
Puesta en Servicio de los activos		2021	TIR del proyecto		6,61%					
			Payback		18,00	años				
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-8								
2014	1,00	-7	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 18.850 €
2015	1,00	-6	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 37.700 €
2016	1,00	-5	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 56.550 €
2017	1,00	-4	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 75.400 €
2018	1,00	-3	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 94.250 €
2019	1,00	-2	- 342.398 € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 361.248 €	- 455.498 €
2020	0,90	-1	- 513.597 € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 532.447 €	- 987.945 €
2021	0,90	0	- 855.995 € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 874.845 €	- 1.862.789 €
2022	0,90	1	- € - €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 1.862.789 €
2023	0,90	2	- € - €	- €	1.690.589 €	42.800 €	44.150 €	109.888 €	196.838 €	- 1.665.951 €
2024	0,90	3	- € - €	- €	1.647.789 €	42.800 €	44.150 €	104.324 €	191.274 €	- 1.474.676 €
2025	0,90	4	- € - €	- €	1.604.990 €	42.800 €	44.150 €	101.542 €	188.492 €	- 1.286.184 €
2026	0,80	5	- € - €	- €	1.562.190 €	42.800 €	39.245 €	98.760 €	180.805 €	- 1.105.379 €
2027	0,80	6	- € - €	- €	1.519.390 €	42.800 €	39.245 €	95.978 €	178.023 €	- 927.356 €
2028	0,80	7	- € - €	- €	1.476.591 €	42.800 €	39.245 €	93.196 €	175.241 €	- 752.115 €
2029	0,80	8	- € - €	- €	1.433.791 €	42.800 €	39.245 €	90.414 €	172.459 €	- 579.656 €
2030	0,80	9	- € - €	- €	1.390.991 €	42.800 €	39.245 €	87.632 €	169.677 €	- 409.979 €
2031	0,80	10	- € - €	- €	1.348.191 €	42.800 €	39.245 €	84.850 €	166.895 €	- 243.084 €
2032	0,70	11	- € - €	- €	1.305.392 €	42.800 €	34.339 €	82.068 €	159.207 €	- 83.876 €
2033	0,70	12	- € - €	- €	1.262.592 €	42.800 €	34.339 €	79.286 €	156.425 €	72.549 €
2034	0,70	13	- € - €	- €	1.219.792 €	42.800 €	34.339 €	76.505 €	153.643 €	226.192 €
2035	0,70	14	- € - €	- €	1.176.992 €	42.800 €	34.339 €	73.723 €	150.861 €	377.054 €
2036	0,70	15	- € - €	- €	1.134.193 €	42.800 €	34.339 €	70.941 €	148.079 €	525.133 €
2037	0,70	16	- € - €	- €	1.091.393 €	42.800 €	34.339 €	68.159 €	145.298 €	670.431 €
2038	0,60	17	- € - €	- €	1.048.593 €	42.800 €	29.434 €	65.377 €	137.610 €	808.041 €
2039	0,60	18	- € - €	- €	1.005.794 €	42.800 €	29.434 €	62.595 €	134.828 €	942.869 €
2040	0,60	19	- € - €	- €	962.994 €	42.800 €	29.434 €	59.813 €	132.046 €	1.074.915 €
2041	0,60	20	- € - €	- €	920.194 €	42.800 €	29.434 €	57.031 €	129.264 €	1.204.179 €
2042	0,60	21	- € - €	- €	877.394 €	42.800 €	29.434 €	54.249 €	126.482 €	1.330.661 €
2043	0,60	22	- € - €	- €	834.595 €	42.800 €	29.434 €	51.467 €	123.700 €	1.454.361 €
2044	0,50	23	- € - €	- €	791.795 €	42.800 €	24.528 €	48.685 €	116.012 €	1.570.373 €
2045	0,50	24	- € - €	- €	748.995 €	42.800 €	24.528 €	45.903 €	113.230 €	1.683.604 €
2046	0,50	25	- € - €	- €	706.195 €	42.800 €	24.528 €	43.121 €	110.448 €	1.794.052 €
2047	0,50	26	- € - €	- €	663.396 €	42.800 €	24.528 €	40.339 €	107.666 €	1.901.719 €
2048	0,50	27	- € - €	- €	620.596 €	42.800 €	24.528 €	37.557 €	104.884 €	2.006.603 €
2049	0,50	28	- € - €	- €	577.796 €	42.800 €	24.528 €	34.775 €	102.103 €	2.108.706 €
2050	0,40	29	- € - €	- €	534.997 €	42.800 €	19.622 €	31.993 €	94.415 €	2.203.121 €
2051	0,40	30	- € - €	- €	492.197 €	42.800 €	19.622 €	29.211 €	91.633 €	2.294.753 €
2052	0,40	31	- € - €	- €	449.397 €	42.800 €	19.622 €	26.429 €	88.851 €	2.383.604 €
2053	0,40	32	- € - €	- €	406.597 €	42.800 €	19.622 €	23.647 €	86.069 €	2.469.673 €
2054	0,40	33	- € - €	- €	363.798 €	42.800 €	19.622 €	20.865 €	83.287 €	2.552.960 €
2055	0,40	34	- € - €	- €	320.998 €	42.800 €	19.622 €	18.083 €	80.505 €	2.633.465 €
2056	0,30	35	- € - €	- €	278.198 €	42.800 €	14.717 €	15.301 €	72.817 €	2.706.283 €
2057	0,30	36	- € - €	- €	235.398 €	42.800 €	14.717 €	12.519 €	70.035 €	2.776.318 €
2058	0,30	37	- € - €	- €	192.599 €	42.800 €	14.717 €	9.737 €	67.253 €	2.843.572 €
2059	0,30	38	- € - €	- €	149.799 €	42.800 €	14.717 €	6.955 €	64.471 €	2.908.043 €
2060	0,30	39	- € - €	- €	106.999 €	42.800 €	14.717 €	4.173 €	61.690 €	2.969.733 €
2061	0,30	40	- € - €	- €	64.200 €	42.800 €	14.717 €	1.391 €	58.908 €	3.028.640 €
2062	0,20	41	- € - €	- €	21.400 €	42.800 €	9.811 €	- 1.391 €	51.220 €	3.079.860 €
2063	0,20	42	- € - €	- €	- €	- €	9.811 €	- 2.782 €	7.029 €	3.086.890 €
2064	0,20	43	- € - €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.096.701 €
2065	0,20	44	- € - €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.106.512 €
2066	0,20	45	- € - €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.116.323 €
2067	0,20	46	- € - €	- €	- €	- €	9.811 €	- €	9.811 €	3.126.134 €
2068	0,10	47	- € - €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.131.040 €
2069	0,10	48	- € - €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.135.946 €
2070	0,10	49	- € - €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.140.851 €
2071	0,10	50	- € - €	- €	- €	- €	4.906 €	- €	4.906 €	3.145.757 €

Figura A- 71: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Escenario 7).

Fuente: Elaboración propia.

F.1.8: Comparación de escenarios

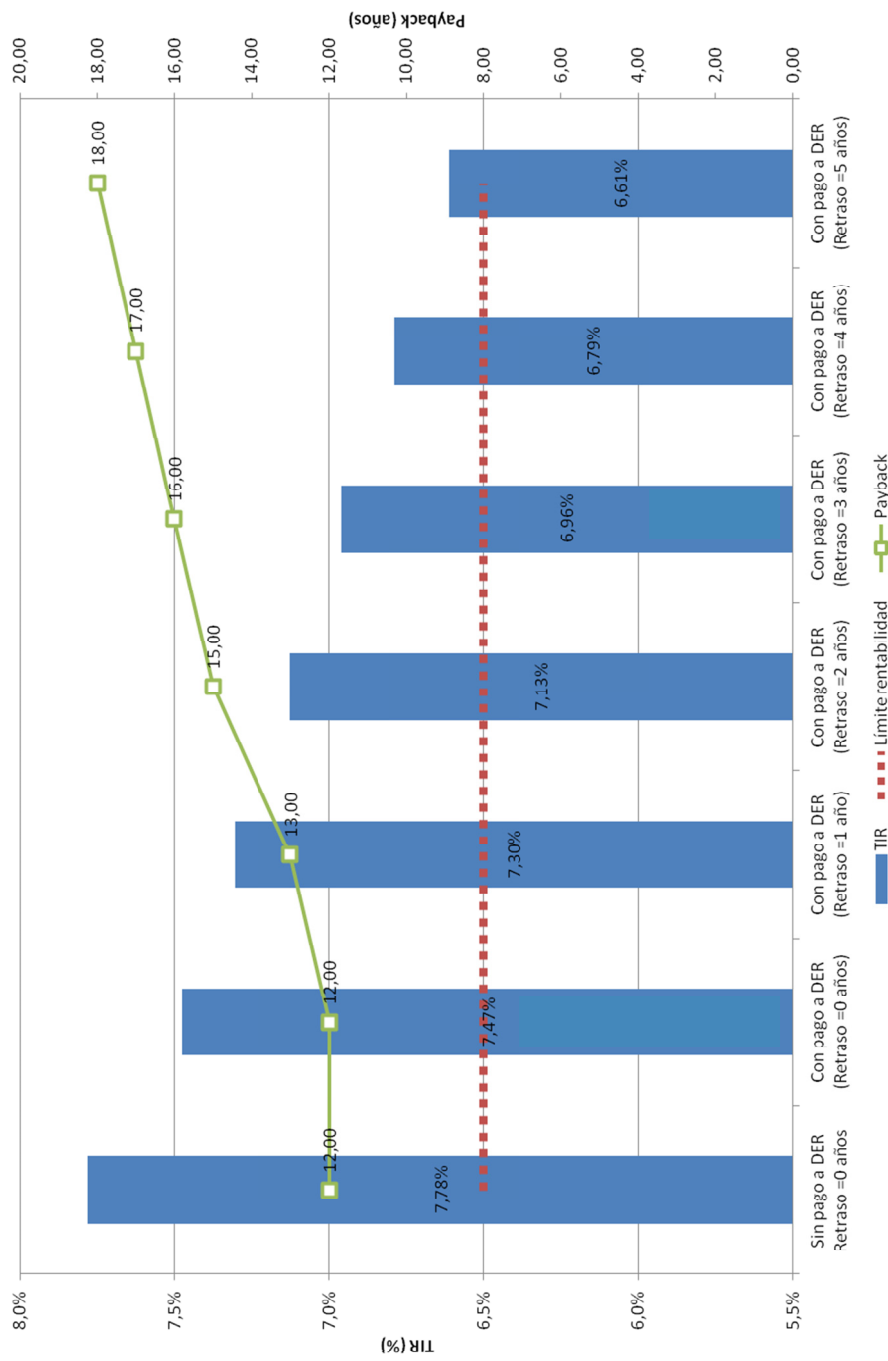


Figura A- 72: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K (Comparación escenarios).

Fuente: Elaboración propia.

F. 2: Análisis económico-regulatorio necesidades de red en la Transformación K6

En esta sección se han incluido las plantillas utilizadas en cada uno de los escenarios que componen el cálculo económico-regulatorio para el caso bases 2020 para la transformación K6 cuyos resultados se han comentado en la sección 10.5.3.

F.2.1: Escenario 1: Sin pago a DER y sin retraso de la inversión

Escenario 0: Sin pago a DER (Retraso =0 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6,50%			trom	1	años	VU	40,00	años	
tr	1,5	años		FRROM	1,065					
FRR1	1,099			TRROM	10,00%					
ACTUACIÓN (UNIDADES FÍSICAS RETRIBUIBLES)										
Unidad	Anual									
	VRI	VROM	RI	ROM						
Posición S66 1T	225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €						
1T 66/20 kV 20 MVA	431.460 €	10.620 €	11.855 €	11.310 €						
Posición S20 1T	71.342 €	1.918 €	1.960 €	2.043 €						
	728.557 €	18.608 €	20.018 €	19.818 €						
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)		MW	Precio medio energía	65	€/MWh					
Tiempo de reemplazo		horas								
Energía no suministrada	0	MWh	Retribución potencia activa DER	-	€					
Reducción de pérdidas (reserva Q)		MWh	Retribución reducción pérdidas DER	-	€					
Retraso inversión	0	años	Retribución Anual DER	-	€					
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD										
Puesta en Servicio de los activos	2016	TIR del proyecto	7,66%							
		Payback	12,00	años						
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-3								
2014	1,00	-2	- 145.711 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 145.711 €	- 145.711 €
2015	1,00	-1	- 218.567 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 218.567 €	- 364.279 €
2016	1,00	0	- 364.279 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 364.279 €	- 728.557 €
2017	1,00	1	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 728.557 €
2018	1,00	2	- €	- €	719.450 €	18.214 €	19.818 €	46.764 €	84.796 €	- 643.761 €
2019	1,00	3	- €	- €	701.236 €	18.214 €	19.818 €	44.396 €	82.428 €	- 561.333 €
2020	0,90	4	- €	- €	683.022 €	18.214 €	17.836 €	43.213 €	79.262 €	- 482.071 €
2021	0,90	5	- €	- €	664.808 €	18.214 €	17.836 €	42.029 €	78.078 €	- 403.993 €
2022	0,90	6	- €	- €	646.594 €	18.214 €	17.836 €	40.845 €	76.894 €	- 327.098 €
2023	0,90	7	- €	- €	628.380 €	18.214 €	17.836 €	39.661 €	75.711 €	- 251.388 €
2024	0,90	8	- €	- €	610.166 €	18.214 €	17.836 €	38.477 €	74.527 €	- 176.861 €
2025	0,90	9	- €	- €	591.953 €	18.214 €	17.836 €	37.293 €	73.343 €	- 103.519 €
2026	0,80	10	- €	- €	573.739 €	18.214 €	15.854 €	36.109 €	70.177 €	- 33.342 €
2027	0,80	11	- €	- €	555.525 €	18.214 €	15.854 €	34.925 €	68.993 €	35.652 €
2028	0,80	12	- €	- €	537.311 €	18.214 €	15.854 €	33.741 €	67.809 €	103.461 €
2029	0,80	13	- €	- €	519.097 €	18.214 €	15.854 €	32.557 €	66.625 €	170.086 €
2030	0,80	14	- €	- €	500.883 €	18.214 €	15.854 €	31.373 €	65.441 €	235.528 €
2031	0,80	15	- €	- €	482.669 €	18.214 €	15.854 €	30.190 €	64.258 €	299.785 €
2032	0,70	16	- €	- €	464.455 €	18.214 €	13.872 €	29.006 €	61.092 €	360.877 €
2033	0,70	17	- €	- €	446.241 €	18.214 €	13.872 €	27.822 €	59.908 €	420.785 €
2034	0,70	18	- €	- €	428.027 €	18.214 €	13.872 €	26.638 €	58.724 €	479.509 €
2035	0,70	19	- €	- €	409.813 €	18.214 €	13.872 €	25.454 €	57.540 €	537.049 €
2036	0,70	20	- €	- €	391.599 €	18.214 €	13.872 €	24.270 €	56.356 €	593.405 €
2037	0,70	21	- €	- €	373.385 €	18.214 €	13.872 €	23.086 €	55.172 €	648.578 €
2038	0,60	22	- €	- €	355.172 €	18.214 €	11.891 €	21.902 €	52.007 €	700.584 €
2039	0,60	23	- €	- €	336.958 €	18.214 €	11.891 €	20.718 €	50.823 €	751.407 €
2040	0,60	24	- €	- €	318.744 €	18.214 €	11.891 €	19.534 €	49.639 €	801.046 €
2041	0,60	25	- €	- €	300.530 €	18.214 €	11.891 €	18.351 €	48.455 €	849.501 €
2042	0,60	26	- €	- €	282.316 €	18.214 €	11.891 €	17.167 €	47.271 €	896.772 €
2043	0,60	27	- €	- €	264.102 €	18.214 €	11.891 €	15.983 €	46.087 €	942.859 €
2044	0,50	28	- €	- €	245.888 €	18.214 €	9.909 €	14.799 €	42.921 €	985.781 €
2045	0,50	29	- €	- €	227.674 €	18.214 €	9.909 €	13.615 €	41.738 €	1.027.518 €
2046	0,50	30	- €	- €	209.460 €	18.214 €	9.909 €	12.431 €	40.554 €	1.068.072 €
2047	0,50	31	- €	- €	191.246 €	18.214 €	9.909 €	11.247 €	39.370 €	1.107.442 €
2048	0,50	32	- €	- €	173.032 €	18.214 €	9.909 €	10.063 €	38.186 €	1.145.628 €
2049	0,50	33	- €	- €	154.818 €	18.214 €	9.909 €	8.879 €	37.002 €	1.182.630 €
2050	0,40	34	- €	- €	136.604 €	18.214 €	7.927 €	7.695 €	33.836 €	1.216.466 €
2051	0,40	35	- €	- €	118.391 €	18.214 €	7.927 €	6.511 €	32.652 €	1.249.118 €
2052	0,40	36	- €	- €	100.177 €	18.214 €	7.927 €	5.328 €	31.469 €	1.280.587 €
2053	0,40	37	- €	- €	81.963 €	18.214 €	7.927 €	4.144 €	30.285 €	1.310.871 €
2054	0,40	38	- €	- €	63.749 €	18.214 €	7.927 €	2.960 €	29.101 €	1.339.972 €
2055	0,40	39	- €	- €	45.535 €	18.214 €	7.927 €	1.776 €	27.917 €	1.367.889 €
2056	0,30	40	- €	- €	27.321 €	18.214 €	5.945 €	592 €	24.751 €	1.392.640 €
2057	0,30	41	- €	- €	9.107 €	18.214 €	5.945 €	592 €	23.567 €	1.416.207 €
2058	0,30	42	- €	- €	- €	- €	5.945 €	- 1.184 €	4.761 €	1.420.969 €
2059	0,30	43	- €	- €	- €	- €	5.945 €	- €	5.945 €	1.426.914 €
2060	0,30	44	- €	- €	- €	- €	5.945 €	- €	5.945 €	1.432.859 €
2061	0,30	45	- €	- €	- €	- €	5.945 €	- €	5.945 €	1.438.804 €
2062	0,20	46	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.442.768 €
2063	0,20	47	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.446.731 €
2064	0,20	48	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.450.695 €
2065	0,20	49	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.454.658 €
2066	0,20	50	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.458.622 €
2067	0,20	51	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.462.585 €
2068	0,10	52	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.464.567 €
2069	0,10	53	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.466.549 €
2070	0,10	54	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.468.531 €
2071	0,10	55	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.470.512 €

Figura A- 73: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 1).

Fuente: Elaboración propia.

F.2.2: Escenario 2: Con pago a DER y sin retraso de la inversión

Escenario 1: Con pago a DER (Retraso =0 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6,50%					lrom	1 años	VU	40,00 años	
lr	1,5 años					FRROM	1,065			
FRRl	1,099					TRROM	10,00%			
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)										
									Annual	
Unidad			VRI	VROM		RI	ROM			
Posición S66 1T			225.755 €	6.070 €		6.203 €	6.465 €			
1T 66/20 KV 20 MVA			431.460 €	10.620 €		11.895 €	11.310 €			
Posición S20 1T			71.342 €	1.918 €		1.960 €	2.043 €			
			728.557 €	18.608 €		20.018 €	19.818 €			
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW			Precio medio energía	65	€/MWh			
Tiempo de reemplazo	48	horas								
Energía no suministrada	240	MWh			Retribución potencia activa DER	15.600	€			
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50	MWh			Retribución reducción pérdidas DER	3.250	€			
Retraso inversión	0	años			Retribución Anual DER	18.850	€			
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD										
Puesta en Servicio de los activos	2016				TIR del proyecto	6,97%				
					Payback	13,00	años			
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-3								
2014	1,00	-2	- 145.711 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 164.561 €	- 164.561 €
2015	1,00	-1	- 218.567 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 237.417 €	- 401.979 €
2016	1,00	0	- 364.279 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 383.129 €	- 785.107 €
2017	1,00	1	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 785.107 €
2018	1,00	2	- €	- €	719.450 €	18.214 €	19.818 €	46.764 €	84.796 €	- 700.311 €
2019	1,00	3	- €	- €	701.236 €	18.214 €	19.818 €	44.396 €	82.428 €	- 617.883 €
2020	0,90	4	- €	- €	683.022 €	18.214 €	17.836 €	43.213 €	79.262 €	- 538.621 €
2021	0,90	5	- €	- €	664.808 €	18.214 €	17.836 €	42.029 €	78.078 €	- 460.543 €
2022	0,90	6	- €	- €	646.594 €	18.214 €	17.836 €	40.845 €	76.894 €	- 383.648 €
2023	0,90	7	- €	- €	628.380 €	18.214 €	17.836 €	39.661 €	75.711 €	- 307.938 €
2024	0,90	8	- €	- €	610.166 €	18.214 €	17.836 €	38.477 €	74.527 €	- 233.411 €
2025	0,90	9	- €	- €	591.953 €	18.214 €	17.836 €	37.293 €	73.343 €	- 160.069 €
2026	0,80	10	- €	- €	573.739 €	18.214 €	15.854 €	36.109 €	70.177 €	- 89.892 €
2027	0,80	11	- €	- €	555.525 €	18.214 €	15.854 €	34.925 €	68.993 €	- 20.898 €
2028	0,80	12	- €	- €	537.311 €	18.214 €	15.854 €	33.741 €	67.809 €	46.911 €
2029	0,80	13	- €	- €	519.097 €	18.214 €	15.854 €	32.557 €	66.625 €	113.536 €
2030	0,80	14	- €	- €	500.883 €	18.214 €	15.854 €	31.373 €	65.441 €	178.978 €
2031	0,80	15	- €	- €	482.669 €	18.214 €	15.854 €	30.190 €	64.258 €	243.235 €
2032	0,70	16	- €	- €	464.455 €	18.214 €	13.872 €	29.006 €	61.092 €	304.327 €
2033	0,70	17	- €	- €	446.241 €	18.214 €	13.872 €	27.822 €	59.908 €	364.235 €
2034	0,70	18	- €	- €	428.027 €	18.214 €	13.872 €	26.638 €	58.724 €	422.959 €
2035	0,70	19	- €	- €	409.813 €	18.214 €	13.872 €	25.454 €	57.540 €	480.499 €
2036	0,70	20	- €	- €	391.599 €	18.214 €	13.872 €	24.270 €	56.356 €	536.855 €
2037	0,70	21	- €	- €	373.385 €	18.214 €	13.872 €	23.086 €	55.172 €	592.028 €
2038	0,60	22	- €	- €	355.172 €	18.214 €	11.891 €	21.902 €	52.007 €	644.034 €
2039	0,60	23	- €	- €	336.958 €	18.214 €	11.891 €	20.718 €	50.823 €	694.857 €
2040	0,60	24	- €	- €	318.744 €	18.214 €	11.891 €	19.534 €	49.639 €	744.496 €
2041	0,60	25	- €	- €	300.530 €	18.214 €	11.891 €	18.351 €	48.455 €	792.951 €
2042	0,60	26	- €	- €	282.316 €	18.214 €	11.891 €	17.167 €	47.271 €	840.222 €
2043	0,60	27	- €	- €	264.102 €	18.214 €	11.891 €	15.983 €	46.087 €	886.309 €
2044	0,50	28	- €	- €	245.888 €	18.214 €	9.909 €	14.799 €	42.921 €	929.231 €
2045	0,50	29	- €	- €	227.674 €	18.214 €	9.909 €	13.615 €	41.738 €	970.968 €
2046	0,50	30	- €	- €	209.460 €	18.214 €	9.909 €	12.431 €	40.554 €	1.011.522 €
2047	0,50	31	- €	- €	191.246 €	18.214 €	9.909 €	11.247 €	39.370 €	1.050.892 €
2048	0,50	32	- €	- €	173.032 €	18.214 €	9.909 €	10.063 €	38.186 €	1.089.078 €
2049	0,50	33	- €	- €	154.818 €	18.214 €	9.909 €	8.879 €	37.002 €	1.126.080 €
2050	0,40	34	- €	- €	136.604 €	18.214 €	7.927 €	7.695 €	33.836 €	1.159.916 €
2051	0,40	35	- €	- €	118.391 €	18.214 €	7.927 €	6.511 €	32.652 €	1.192.568 €
2052	0,40	36	- €	- €	100.177 €	18.214 €	7.927 €	5.328 €	31.469 €	1.224.037 €
2053	0,40	37	- €	- €	81.963 €	18.214 €	7.927 €	4.144 €	30.285 €	1.254.321 €
2054	0,40	38	- €	- €	63.749 €	18.214 €	7.927 €	2.960 €	29.101 €	1.283.422 €
2055	0,40	39	- €	- €	45.535 €	18.214 €	7.927 €	1.776 €	27.917 €	1.311.339 €
2056	0,30	40	- €	- €	27.321 €	18.214 €	5.945 €	592 €	24.751 €	1.336.090 €
2057	0,30	41	- €	- €	9.107 €	18.214 €	5.945 €	592 €	23.567 €	1.359.657 €
2058	0,30	42	- €	- €	- €	- €	5.945 €	- 1.184 €	4.761 €	1.364.419 €
2059	0,30	43	- €	- €	- €	- €	5.945 €	- €	5.945 €	1.370.364 €
2060	0,30	44	- €	- €	- €	- €	5.945 €	- €	5.945 €	1.376.309 €
2061	0,30	45	- €	- €	- €	- €	5.945 €	- €	5.945 €	1.382.254 €
2062	0,20	46	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.386.218 €
2063	0,20	47	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.390.181 €
2064	0,20	48	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.394.145 €
2065	0,20	49	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.398.108 €
2066	0,20	50	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.402.072 €
2067	0,20	51	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.406.035 €
2068	0,10	52	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.408.017 €
2069	0,10	53	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.409.999 €
2070	0,10	54	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.411.981 €
2071	0,10	55	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.413.962 €

Figura A- 74: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 2).

Fuente: Elaboración propia.

F.2.3: Escenario 3: Con pago a DER y retrasando la inversión 1 año

Escenario 2: Con pago a DER (Retraso =1 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6,50%		trom	1	años	VU	40,00	años		
tr	1,5	años	FRRM	1,065						
FRRB	1,099		TRROM	10,00%						
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)										
										Annual
Unidad			VRI	VROM	RI	ROM				
Posición S66 1T			225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €				
1T 66/20 KV 20 MVA			431.460 €	10.620 €	11.855 €	11.310 €				
Posición S20 1T			71.342 €	1.918 €	1.960 €	2.043 €				
			728.557 €	18.608 €	20.018 €	19.818 €				
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW	Precio medio energía	65	€/MWh					
Tiempo de reemplazo	48	horas								
Energía no suministrada	240	MWh	Retribución potencia activa DER	15.600	€					
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50	MWh	Retribución reducción pérdidas DER	3.250	€					
Retraso inversión	1	años	Retribución Anual DER	18.850	€					
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD										
Puesta en Servicio de los activos	2017		TIR del proyecto	6,68%						
			Payback	14,00	años					
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-4								
2014	1,00	-3	- € - 18.850 €	- € - 18.850 €	- € -	- € -	- € -	- € -	- 18.850 €	- 18.850 €
2015	1,00	-2	- 145.711 €	- 18.850 €	- € -	- € -	- € -	- € -	- 164.561 €	- 183.411 €
2016	1,00	-1	- 218.567 €	- 18.850 €	- € -	- € -	- € -	- € -	- 237.417 €	- 420.829 €
2017	1,00	0	- 364.279 €	- 18.850 €	- € -	- € -	- € -	- € -	- 383.129 €	- 803.957 €
2018	1,00	1	- € -	- € -	- € -	- € -	- € -	- € -	- € -	- 803.957 €
2019	1,00	2	- € -	- € -	719.450 €	18.214 €	19.818 €	46.764 €	84.796 €	- 719.161 €
2020	0,90	3	- € -	- € -	701.236 €	18.214 €	17.836 €	44.396 €	80.446 €	- 638.715 €
2021	0,90	4	- € -	- € -	683.022 €	18.214 €	17.836 €	43.213 €	79.262 €	- 559.453 €
2022	0,90	5	- € -	- € -	664.808 €	18.214 €	17.836 €	42.029 €	78.078 €	- 481.375 €
2023	0,90	6	- € -	- € -	646.594 €	18.214 €	17.836 €	40.845 €	76.894 €	- 404.480 €
2024	0,90	7	- € -	- € -	628.380 €	18.214 €	17.836 €	39.661 €	75.711 €	- 328.770 €
2025	0,90	8	- € -	- € -	610.166 €	18.214 €	17.836 €	38.477 €	74.527 €	- 254.243 €
2026	0,80	9	- € -	- € -	591.953 €	18.214 €	15.854 €	37.293 €	71.361 €	- 182.882 €
2027	0,80	10	- € -	- € -	573.739 €	18.214 €	15.854 €	36.109 €	70.177 €	- 112.705 €
2028	0,80	11	- € -	- € -	555.525 €	18.214 €	15.854 €	34.925 €	68.993 €	- 43.712 €
2029	0,80	12	- € -	- € -	537.311 €	18.214 €	15.854 €	33.741 €	67.809 €	24.097 €
2030	0,80	13	- € -	- € -	519.097 €	18.214 €	15.854 €	32.557 €	66.625 €	90.723 €
2031	0,80	14	- € -	- € -	500.883 €	18.214 €	15.854 €	31.373 €	65.441 €	156.164 €
2032	0,70	15	- € -	- € -	482.669 €	18.214 €	13.872 €	30.190 €	62.276 €	218.440 €
2033	0,70	16	- € -	- € -	464.455 €	18.214 €	13.872 €	29.006 €	61.092 €	279.532 €
2034	0,70	17	- € -	- € -	446.241 €	18.214 €	13.872 €	27.822 €	59.908 €	339.440 €
2035	0,70	18	- € -	- € -	428.027 €	18.214 €	13.872 €	26.638 €	58.724 €	398.164 €
2036	0,70	19	- € -	- € -	409.813 €	18.214 €	13.872 €	25.454 €	57.540 €	455.704 €
2037	0,70	20	- € -	- € -	391.599 €	18.214 €	13.872 €	24.270 €	56.356 €	512.060 €
2038	0,60	21	- € -	- € -	373.385 €	18.214 €	11.891 €	23.086 €	53.191 €	565.251 €
2039	0,60	22	- € -	- € -	355.172 €	18.214 €	11.891 €	21.902 €	52.007 €	617.257 €
2040	0,60	23	- € -	- € -	336.958 €	18.214 €	11.891 €	20.718 €	50.823 €	668.080 €
2041	0,60	24	- € -	- € -	318.744 €	18.214 €	11.891 €	19.534 €	49.639 €	717.719 €
2042	0,60	25	- € -	- € -	300.530 €	18.214 €	11.891 €	18.351 €	48.455 €	766.174 €
2043	0,60	26	- € -	- € -	282.316 €	18.214 €	11.891 €	17.167 €	47.271 €	813.445 €
2044	0,50	27	- € -	- € -	264.102 €	18.214 €	9.909 €	15.983 €	44.105 €	857.550 €
2045	0,50	28	- € -	- € -	245.888 €	18.214 €	9.909 €	14.799 €	42.921 €	900.472 €
2046	0,50	29	- € -	- € -	227.674 €	18.214 €	9.909 €	13.615 €	41.738 €	942.210 €
2047	0,50	30	- € -	- € -	209.460 €	18.214 €	9.909 €	12.431 €	40.554 €	982.763 €
2048	0,50	31	- € -	- € -	191.246 €	18.214 €	9.909 €	11.247 €	39.370 €	1.022.133 €
2049	0,50	32	- € -	- € -	173.032 €	18.214 €	9.909 €	10.063 €	38.186 €	1.060.319 €
2050	0,40	33	- € -	- € -	154.818 €	18.214 €	7.927 €	8.879 €	35.020 €	1.095.339 €
2051	0,40	34	- € -	- € -	136.604 €	18.214 €	7.927 €	7.695 €	33.836 €	1.129.175 €
2052	0,40	35	- € -	- € -	118.391 €	18.214 €	7.927 €	6.511 €	32.652 €	1.161.828 €
2053	0,40	36	- € -	- € -	100.177 €	18.214 €	7.927 €	5.328 €	31.469 €	1.193.296 €
2054	0,40	37	- € -	- € -	81.963 €	18.214 €	7.927 €	4.144 €	30.285 €	1.223.581 €
2055	0,40	38	- € -	- € -	63.749 €	18.214 €	7.927 €	2.960 €	29.101 €	1.252.682 €
2056	0,30	39	- € -	- € -	45.535 €	18.214 €	5.945 €	1.776 €	25.935 €	1.278.617 €
2057	0,30	40	- € -	- € -	27.321 €	18.214 €	5.945 €	592 €	24.751 €	1.303.368 €
2058	0,30	41	- € -	- € -	9.107 €	18.214 €	5.945 €	592 €	23.567 €	1.326.935 €
2059	0,30	42	- € -	- € -	- € -	- € -	5.945 €	- 1.184 €	4.761 €	1.331.696 €
2060	0,30	43	- € -	- € -	- € -	- € -	5.945 €	- € -	5.945 €	1.337.642 €
2061	0,30	44	- € -	- € -	- € -	- € -	5.945 €	- € -	5.945 €	1.343.587 €
2062	0,20	45	- € -	- € -	- € -	- € -	3.964 €	- € -	3.964 €	1.347.550 €
2063	0,20	46	- € -	- € -	- € -	- € -	3.964 €	- € -	3.964 €	1.351.514 €
2064	0,20	47	- € -	- € -	- € -	- € -	3.964 €	- € -	3.964 €	1.355.477 €
2065	0,20	48	- € -	- € -	- € -	- € -	3.964 €	- € -	3.964 €	1.359.441 €
2066	0,20	49	- € -	- € -	- € -	- € -	3.964 €	- € -	3.964 €	1.363.404 €
2067	0,20	50	- € -	- € -	- € -	- € -	3.964 €	- € -	3.964 €	1.367.368 €
2068	0,10	51	- € -	- € -	- € -	- € -	1.982 €	- € -	1.982 €	1.369.350 €
2069	0,10	52	- € -	- € -	- € -	- € -	1.982 €	- € -	1.982 €	1.371.331 €
2070	0,10	53	- € -	- € -	- € -	- € -	1.982 €	- € -	1.982 €	1.373.313 €
2071	0,10	54	- € -	- € -	- € -	- € -	1.982 €	- € -	1.982 €	1.375.295 €

Figura A- 75: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 3).

Fuente: Elaboración propia.

F.2.5: Escenario 5: Con pago a DER y retrasando la inversión 3 años

Escenario 4: Con pago a DER (Retraso =3 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6,50%		trom	1 años	VU	40,00 años				
tr	1,5 años		FRROM	1,065						
FRBI	1,099		TRROM	10,00%						
ACTUACIÓN (UNIDADES FÍSICAS RETRIBUIBLES)										
Unidad	VRI	VROM	Anual							
			RI	ROM						
Posición S66 1T	225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €						
1T 66/20 KV 20 MVA	431.460 €	10.620 €	11.855 €	11.310 €						
Posición S20 1T	71.342 €	1.918 €	1.960 €	2.043 €						
	728.557 €	18.608 €	20.018 €	19.818 €						
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)	5 MW	Precio medio energía	65 €/MWh							
Tiempo de reemplazo	48 horas	Retribución potencia activa DER	15.600 €							
Energía no suministrada	240 MWh	Retribución reducción pérdidas DER	3.250 €							
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50 MWh	Retribución Anual DER	18.850 €							
Retraso inversión	3 años									
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)										
Puesta en Servicio de los activos	2019	TIR del proyecto	6,10%							
		Payback	17,00 años							
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-6								
2014	1,00	-5	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 18.850 €
2015	1,00	-4	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 37.700 €
2016	1,00	-3	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 56.550 €
2017	1,00	-2	- 145.711 € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 164.561 €	- 221.111 €
2018	1,00	-1	- 218.567 € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 237.417 €	- 458.529 €
2019	1,00	0	- 364.279 € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 383.129 €	- 841.657 €
2020	0,90	1	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 841.657 €
2021	0,90	2	- €	- €	719.450 €	18.214 €	17.836 €	46.764 €	82.814 €	- 758.843 €
2022	0,90	3	- €	- €	701.236 €	18.214 €	17.836 €	44.396 €	80.446 €	- 678.397 €
2023	0,90	4	- €	- €	683.022 €	18.214 €	17.836 €	43.213 €	79.262 €	- 599.135 €
2024	0,90	5	- €	- €	664.808 €	18.214 €	17.836 €	42.029 €	78.078 €	- 521.056 €
2025	0,90	6	- €	- €	646.594 €	18.214 €	17.836 €	40.845 €	76.894 €	- 444.162 €
2026	0,80	7	- €	- €	628.380 €	18.214 €	15.854 €	39.661 €	73.729 €	- 370.433 €
2027	0,80	8	- €	- €	610.166 €	18.214 €	15.854 €	38.477 €	72.545 €	- 297.888 €
2028	0,80	9	- €	- €	591.953 €	18.214 €	15.854 €	37.293 €	71.361 €	- 226.527 €
2029	0,80	10	- €	- €	573.739 €	18.214 €	15.854 €	36.109 €	70.177 €	- 156.350 €
2030	0,80	11	- €	- €	555.525 €	18.214 €	15.854 €	34.925 €	68.993 €	- 87.357 €
2031	0,80	12	- €	- €	537.311 €	18.214 €	15.854 €	33.741 €	67.809 €	- 19.548 €
2032	0,70	13	- €	- €	519.097 €	18.214 €	13.872 €	32.557 €	64.644 €	45.096 €
2033	0,70	14	- €	- €	500.883 €	18.214 €	13.872 €	31.373 €	63.460 €	108.555 €
2034	0,70	15	- €	- €	482.669 €	18.214 €	13.872 €	30.190 €	62.276 €	170.831 €
2035	0,70	16	- €	- €	464.455 €	18.214 €	13.872 €	29.006 €	61.092 €	231.923 €
2036	0,70	17	- €	- €	446.241 €	18.214 €	13.872 €	27.822 €	59.908 €	291.831 €
2037	0,70	18	- €	- €	428.027 €	18.214 €	13.872 €	26.638 €	58.724 €	350.555 €
2038	0,60	19	- €	- €	409.813 €	18.214 €	11.891 €	25.454 €	55.558 €	406.113 €
2039	0,60	20	- €	- €	391.599 €	18.214 €	11.891 €	24.270 €	54.374 €	460.488 €
2040	0,60	21	- €	- €	373.385 €	18.214 €	11.891 €	23.086 €	53.191 €	513.678 €
2041	0,60	22	- €	- €	355.172 €	18.214 €	11.891 €	21.902 €	52.007 €	565.685 €
2042	0,60	23	- €	- €	336.958 €	18.214 €	11.891 €	20.718 €	50.823 €	616.508 €
2043	0,60	24	- €	- €	318.744 €	18.214 €	11.891 €	19.534 €	49.639 €	666.147 €
2044	0,50	25	- €	- €	300.530 €	18.214 €	9.909 €	18.351 €	46.473 €	712.620 €
2045	0,50	26	- €	- €	282.316 €	18.214 €	9.909 €	17.167 €	45.289 €	757.909 €
2046	0,50	27	- €	- €	264.102 €	18.214 €	9.909 €	15.983 €	44.105 €	802.015 €
2047	0,50	28	- €	- €	245.888 €	18.214 €	9.909 €	14.799 €	42.921 €	844.936 €
2048	0,50	29	- €	- €	227.674 €	18.214 €	9.909 €	13.615 €	41.738 €	886.674 €
2049	0,50	30	- €	- €	209.460 €	18.214 €	9.909 €	12.431 €	40.554 €	927.227 €
2050	0,40	31	- €	- €	191.246 €	18.214 €	7.927 €	11.247 €	37.388 €	964.616 €
2051	0,40	32	- €	- €	173.032 €	18.214 €	7.927 €	10.063 €	36.204 €	1.000.820 €
2052	0,40	33	- €	- €	154.818 €	18.214 €	7.927 €	8.879 €	35.020 €	1.035.840 €
2053	0,40	34	- €	- €	136.604 €	18.214 €	7.927 €	7.695 €	33.836 €	1.069.676 €
2054	0,40	35	- €	- €	118.391 €	18.214 €	7.927 €	6.511 €	32.652 €	1.102.329 €
2055	0,40	36	- €	- €	100.177 €	18.214 €	7.927 €	5.328 €	31.469 €	1.133.797 €
2056	0,30	37	- €	- €	81.963 €	18.214 €	5.945 €	4.144 €	28.303 €	1.162.100 €
2057	0,30	38	- €	- €	63.749 €	18.214 €	5.945 €	2.960 €	27.119 €	1.189.219 €
2058	0,30	39	- €	- €	45.535 €	18.214 €	5.945 €	1.776 €	25.935 €	1.215.154 €
2059	0,30	40	- €	- €	27.321 €	18.214 €	5.945 €	592 €	24.751 €	1.239.905 €
2060	0,30	41	- €	- €	9.107 €	18.214 €	5.945 €	592 €	23.567 €	1.263.472 €
2061	0,30	42	- €	- €	- €	- €	5.945 €	- 1.184 €	4.761 €	1.268.234 €
2062	0,20	43	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.272.197 €
2063	0,20	44	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.276.161 €
2064	0,20	45	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.280.124 €
2065	0,20	46	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.284.088 €
2066	0,20	47	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.288.051 €
2067	0,20	48	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.292.015 €
2068	0,10	49	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.293.996 €
2069	0,10	50	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.295.978 €
2070	0,10	51	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.297.960 €
2071	0,10	52	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.299.942 €

Figura A- 77: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 5).

Fuente: Elaboración propia.

F.2.6: Escenario 6: Con pago a DER y retrasando la inversión 4 años

Escenario 5: Con pago a DER (Retraso =4 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6,50%					trom	1 años	VU	40,00 años	
tr	1,5 años					FRROM	1,065			
FRBI	1,099					TRROM	10,00%			
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)										
									Annual	
Unidad			VRI	VROM	RI	ROM				
Posición S66 1T			225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €				
1T 66/20 KV 20 MVA			431.460 €	10.620 €	11.855 €	11.310 €				
Posición S20 1T			71.342 €	1.918 €	1.960 €	2.043 €				
			728.557 €	18.608 €	20.018 €	19.818 €				
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW			Precio medio energía	65	€/MWh			
Tiempo de reemplazo	48	horas								
Energía no suministrada	240	MWh			Retribución potencia activa DER	15.600	€			
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50	MWh			Retribución reducción pérdidas DER	3.250	€			
Retraso inversión	4	años			Retribución Anual DER	18.850	€			
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD										
Puesta en Servicio de los activos		2020			TIR del proyecto	5,81%				
					Payback	18,00	años			
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-7								
2014	1,00	-6	- € - 18.850 €		- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 18.850 €
2015	1,00	-5	- € - 18.850 €		- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 37.700 €
2016	1,00	-4	- € - 18.850 €		- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 56.550 €
2017	1,00	-3	- € - 18.850 €		- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 75.400 €
2018	1,00	-2	- 145.711 € - 18.850 €		- €	- €	- €	- €	- 164.561 €	- 239.961 €
2019	1,00	-1	- 218.567 € - 18.850 €		- €	- €	- €	- €	- 237.417 €	- 477.379 €
2020	0,90	0	- 364.279 € - 18.850 €		- €	- €	- €	- €	- 383.129 €	- 860.507 €
2021	0,90	1	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 860.507 €
2022	0,90	2	- €	- €	719.450 €	18.214 €	17.836 €	46.764 €	82.814 €	- 777.693 €
2023	0,90	3	- €	- €	701.236 €	18.214 €	17.836 €	44.396 €	80.446 €	- 697.247 €
2024	0,90	4	- €	- €	683.022 €	18.214 €	17.836 €	43.213 €	79.262 €	- 617.985 €
2025	0,90	5	- €	- €	664.808 €	18.214 €	17.836 €	42.029 €	78.078 €	- 539.906 €
2026	0,80	6	- €	- €	646.594 €	18.214 €	15.854 €	40.845 €	74.913 €	- 464.994 €
2027	0,80	7	- €	- €	628.380 €	18.214 €	15.854 €	39.661 €	73.729 €	- 391.265 €
2028	0,80	8	- €	- €	610.166 €	18.214 €	15.854 €	38.477 €	72.545 €	- 318.720 €
2029	0,80	9	- €	- €	591.953 €	18.214 €	15.854 €	37.293 €	71.361 €	- 247.359 €
2030	0,80	10	- €	- €	573.739 €	18.214 €	15.854 €	36.109 €	70.177 €	- 177.182 €
2031	0,80	11	- €	- €	555.525 €	18.214 €	15.854 €	34.925 €	68.993 €	- 108.189 €
2032	0,70	12	- €	- €	537.311 €	18.214 €	13.872 €	33.741 €	65.827 €	- 42.361 €
2033	0,70	13	- €	- €	519.097 €	18.214 €	13.872 €	32.557 €	64.644 €	- 22.282 €
2034	0,70	14	- €	- €	500.883 €	18.214 €	13.872 €	31.373 €	63.460 €	85.742 €
2035	0,70	15	- €	- €	482.669 €	18.214 €	13.872 €	30.190 €	62.276 €	148.018 €
2036	0,70	16	- €	- €	464.455 €	18.214 €	13.872 €	29.006 €	61.092 €	209.109 €
2037	0,70	17	- €	- €	446.241 €	18.214 €	13.872 €	27.822 €	59.908 €	269.017 €
2038	0,60	18	- €	- €	428.027 €	18.214 €	11.891 €	26.638 €	56.742 €	325.760 €
2039	0,60	19	- €	- €	409.813 €	18.214 €	11.891 €	25.454 €	55.558 €	381.318 €
2040	0,60	20	- €	- €	391.599 €	18.214 €	11.891 €	24.270 €	54.374 €	435.693 €
2041	0,60	21	- €	- €	373.385 €	18.214 €	11.891 €	23.086 €	53.191 €	488.883 €
2042	0,60	22	- €	- €	355.172 €	18.214 €	11.891 €	21.902 €	52.007 €	540.890 €
2043	0,60	23	- €	- €	336.958 €	18.214 €	11.891 €	20.718 €	50.823 €	591.713 €
2044	0,50	24	- €	- €	318.744 €	18.214 €	9.909 €	19.534 €	47.657 €	639.370 €
2045	0,50	25	- €	- €	300.530 €	18.214 €	9.909 €	18.351 €	46.473 €	685.843 €
2046	0,50	26	- €	- €	282.316 €	18.214 €	9.909 €	17.167 €	45.289 €	731.132 €
2047	0,50	27	- €	- €	264.102 €	18.214 €	9.909 €	15.983 €	44.105 €	775.238 €
2048	0,50	28	- €	- €	245.888 €	18.214 €	9.909 €	14.799 €	42.921 €	818.159 €
2049	0,50	29	- €	- €	227.674 €	18.214 €	9.909 €	13.615 €	41.738 €	859.897 €
2050	0,40	30	- €	- €	209.460 €	18.214 €	7.927 €	12.431 €	38.572 €	898.469 €
2051	0,40	31	- €	- €	191.246 €	18.214 €	7.927 €	11.247 €	37.388 €	935.857 €
2052	0,40	32	- €	- €	173.032 €	18.214 €	7.927 €	10.063 €	36.204 €	972.061 €
2053	0,40	33	- €	- €	154.818 €	18.214 €	7.927 €	8.879 €	35.020 €	1.007.081 €
2054	0,40	34	- €	- €	136.604 €	18.214 €	7.927 €	7.695 €	33.836 €	1.040.917 €
2055	0,40	35	- €	- €	118.391 €	18.214 €	7.927 €	6.511 €	32.652 €	1.073.570 €
2056	0,30	36	- €	- €	100.177 €	18.214 €	5.945 €	5.328 €	29.487 €	1.103.057 €
2057	0,30	37	- €	- €	81.963 €	18.214 €	5.945 €	4.144 €	28.303 €	1.131.359 €
2058	0,30	38	- €	- €	63.749 €	18.214 €	5.945 €	2.960 €	27.119 €	1.158.478 €
2059	0,30	39	- €	- €	45.535 €	18.214 €	5.945 €	1.776 €	25.935 €	1.184.413 €
2060	0,30	40	- €	- €	27.321 €	18.214 €	5.945 €	592 €	24.751 €	1.209.165 €
2061	0,30	41	- €	- €	9.107 €	18.214 €	5.945 €	592 €	23.567 €	1.232.732 €
2062	0,20	42	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- 1.184 €	2.780 €	1.235.512 €
2063	0,20	43	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.239.475 €
2064	0,20	44	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.243.438 €
2065	0,20	45	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.247.402 €
2066	0,20	46	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.251.365 €
2067	0,20	47	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.255.329 €
2068	0,10	48	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.257.311 €
2069	0,10	49	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.259.292 €
2070	0,10	50	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.261.274 €
2071	0,10	51	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.263.256 €

Figura A- 78: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 6).

Fuente: Elaboración propia.

F.2.7: Escenario 7: Con pago a DER y retrasando la inversión 5 años

Escenario 6: Con pago a DER (Retraso =5 años)										
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD RETRIBUTIVA										
PARÁMETROS ECONÓMICO-REGULATORIOS DEL MODELO										
TRF	6,50%		trom	1 años	VU	40,00 años				
tr	1,5 años		FRRM	1,065						
FRRB	1,099		TRROM	10,00%						
ACTUACIÓN PREVISTA DE RED (VALORES RETRIBUIBLES POR INVERSIÓN Y OPERACIÓN-MANTENIMIENTO)										
									Annual	
Unidad			VRI	VROM	RI	ROM				
Posición S66 1T			225.755 €	6.070 €	6.203 €	6.465 €				
1T 66/20 KV 20 MVA			431.460 €	10.620 €	11.855 €	11.310 €				
Posición S20 1T			71.342 €	1.918 €	1.960 €	2.043 €				
			728.557 €	18.608 €	20.018 €	19.818 €				
RECURSO DER										
Potencia no garantizada (PNG)	5	MW	Precio medio energía	65	€/MWh					
Tiempo de reemplazo	48	horas								
Energía no suministrada	240	MWh	Retribución potencia activa DER	15.600	€					
Reducción de pérdidas (reserva Q)	50	MWh	Retribución reducción pérdidas DER	3.250	€					
Retraso inversión	5	años	Retribución Anual DER	18.850	€					
ANÁLISIS DE RENTABILIDAD										
Puesta en Servicio de los activos	2021		TIR del proyecto	5,53%						
			Payback	20,00	años					
FLUJO DE CAJA										
Año	Coef. OM	n	Inversión bruta	Pagos DER	Activo neto retribuable	Retribución amortización	Retribución OM	Retribución Activo Neto	Flujo de Caja	Saldo de Caja
2013		-8								
2014	1,00	-7	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 18.850 €
2015	1,00	-6	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 37.700 €
2016	1,00	-5	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 56.550 €
2017	1,00	-4	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 75.400 €
2018	1,00	-3	- € - 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- €	- 18.850 €	- 94.250 €
2019	1,00	-2	- 145.711 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 164.561 €	- 258.811 €
2020	0,90	-1	- 218.567 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 237.417 €	- 496.229 €
2021	0,90	0	- 364.279 €	- 18.850 €	- €	- €	- €	- €	- 383.129 €	- 879.357 €
2022	0,90	1	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 879.357 €
2023	0,90	2	- €	- €	719.450 €	18.214 €	17.836 €	46.764 €	82.814 €	- 796.543 €
2024	0,90	3	- €	- €	701.236 €	18.214 €	17.836 €	44.396 €	80.446 €	- 716.097 €
2025	0,90	4	- €	- €	683.022 €	18.214 €	17.836 €	43.213 €	79.262 €	- 636.835 €
2026	0,80	5	- €	- €	664.808 €	18.214 €	15.854 €	42.029 €	76.097 €	- 560.738 €
2027	0,80	6	- €	- €	646.594 €	18.214 €	15.854 €	40.845 €	74.913 €	- 485.825 €
2028	0,80	7	- €	- €	628.380 €	18.214 €	15.854 €	39.661 €	73.729 €	- 412.097 €
2029	0,80	8	- €	- €	610.166 €	18.214 €	15.854 €	38.477 €	72.545 €	- 339.552 €
2030	0,80	9	- €	- €	591.953 €	18.214 €	15.854 €	37.293 €	71.361 €	- 268.191 €
2031	0,80	10	- €	- €	573.739 €	18.214 €	15.854 €	36.109 €	70.177 €	- 198.014 €
2032	0,70	11	- €	- €	555.525 €	18.214 €	13.872 €	34.925 €	67.011 €	- 131.002 €
2033	0,70	12	- €	- €	537.311 €	18.214 €	13.872 €	33.741 €	65.827 €	- 65.175 €
2034	0,70	13	- €	- €	519.097 €	18.214 €	13.872 €	32.557 €	64.644 €	- 531 €
2035	0,70	14	- €	- €	500.883 €	18.214 €	13.872 €	31.373 €	63.460 €	62.928 €
2036	0,70	15	- €	- €	482.669 €	18.214 €	13.872 €	30.189 €	62.276 €	125.204 €
2037	0,70	16	- €	- €	464.455 €	18.214 €	13.872 €	29.006 €	61.092 €	186.296 €
2038	0,60	17	- €	- €	446.241 €	18.214 €	11.891 €	27.822 €	59.908 €	244.222 €
2039	0,60	18	- €	- €	428.027 €	18.214 €	11.891 €	26.638 €	58.724 €	300.964 €
2040	0,60	19	- €	- €	409.813 €	18.214 €	11.891 €	25.454 €	57.540 €	356.523 €
2041	0,60	20	- €	- €	391.599 €	18.214 €	11.891 €	24.270 €	56.356 €	410.897 €
2042	0,60	21	- €	- €	373.385 €	18.214 €	11.891 €	23.086 €	55.172 €	464.088 €
2043	0,60	22	- €	- €	355.172 €	18.214 €	11.891 €	21.902 €	52.007 €	516.095 €
2044	0,50	23	- €	- €	336.958 €	18.214 €	9.909 €	20.718 €	48.841 €	564.936 €
2045	0,50	24	- €	- €	318.744 €	18.214 €	9.909 €	19.534 €	47.657 €	612.593 €
2046	0,50	25	- €	- €	300.530 €	18.214 €	9.909 €	18.350 €	46.473 €	659.066 €
2047	0,50	26	- €	- €	282.316 €	18.214 €	9.909 €	17.167 €	45.289 €	704.355 €
2048	0,50	27	- €	- €	264.102 €	18.214 €	9.909 €	15.983 €	44.105 €	748.461 €
2049	0,50	28	- €	- €	245.888 €	18.214 €	9.909 €	14.799 €	42.921 €	791.382 €
2050	0,40	29	- €	- €	227.674 €	18.214 €	7.927 €	13.615 €	39.756 €	831.138 €
2051	0,40	30	- €	- €	209.460 €	18.214 €	7.927 €	12.431 €	38.572 €	869.710 €
2052	0,40	31	- €	- €	191.246 €	18.214 €	7.927 €	11.247 €	37.388 €	907.098 €
2053	0,40	32	- €	- €	173.032 €	18.214 €	7.927 €	10.063 €	36.204 €	943.302 €
2054	0,40	33	- €	- €	154.818 €	18.214 €	7.927 €	8.879 €	35.020 €	978.322 €
2055	0,40	34	- €	- €	136.604 €	18.214 €	7.927 €	7.695 €	33.836 €	1.012.159 €
2056	0,30	35	- €	- €	118.391 €	18.214 €	5.945 €	6.511 €	30.671 €	1.042.829 €
2057	0,30	36	- €	- €	100.177 €	18.214 €	5.945 €	5.328 €	29.487 €	1.072.316 €
2058	0,30	37	- €	- €	81.963 €	18.214 €	5.945 €	4.144 €	28.303 €	1.100.619 €
2059	0,30	38	- €	- €	63.749 €	18.214 €	5.945 €	2.960 €	27.119 €	1.127.738 €
2060	0,30	39	- €	- €	45.535 €	18.214 €	5.945 €	1.776 €	25.935 €	1.153.673 €
2061	0,30	40	- €	- €	27.321 €	18.214 €	5.945 €	592 €	24.751 €	1.178.424 €
2062	0,20	41	- €	- €	9.107 €	18.214 €	3.964 €	592 €	21.585 €	1.200.010 €
2063	0,20	42	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- 1.184 €	2.780 €	1.202.789 €
2064	0,20	43	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.206.753 €
2065	0,20	44	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.210.716 €
2066	0,20	45	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.214.680 €
2067	0,20	46	- €	- €	- €	- €	3.964 €	- €	3.964 €	1.218.643 €
2068	0,10	47	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.220.625 €
2069	0,10	48	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.222.607 €
2070	0,10	49	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.224.588 €
2071	0,10	50	- €	- €	- €	- €	1.982 €	- €	1.982 €	1.226.570 €

Figura A- 79: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Escenario 7).

Fuente: Elaboración propia.

F.2.8: Comparación de escenarios

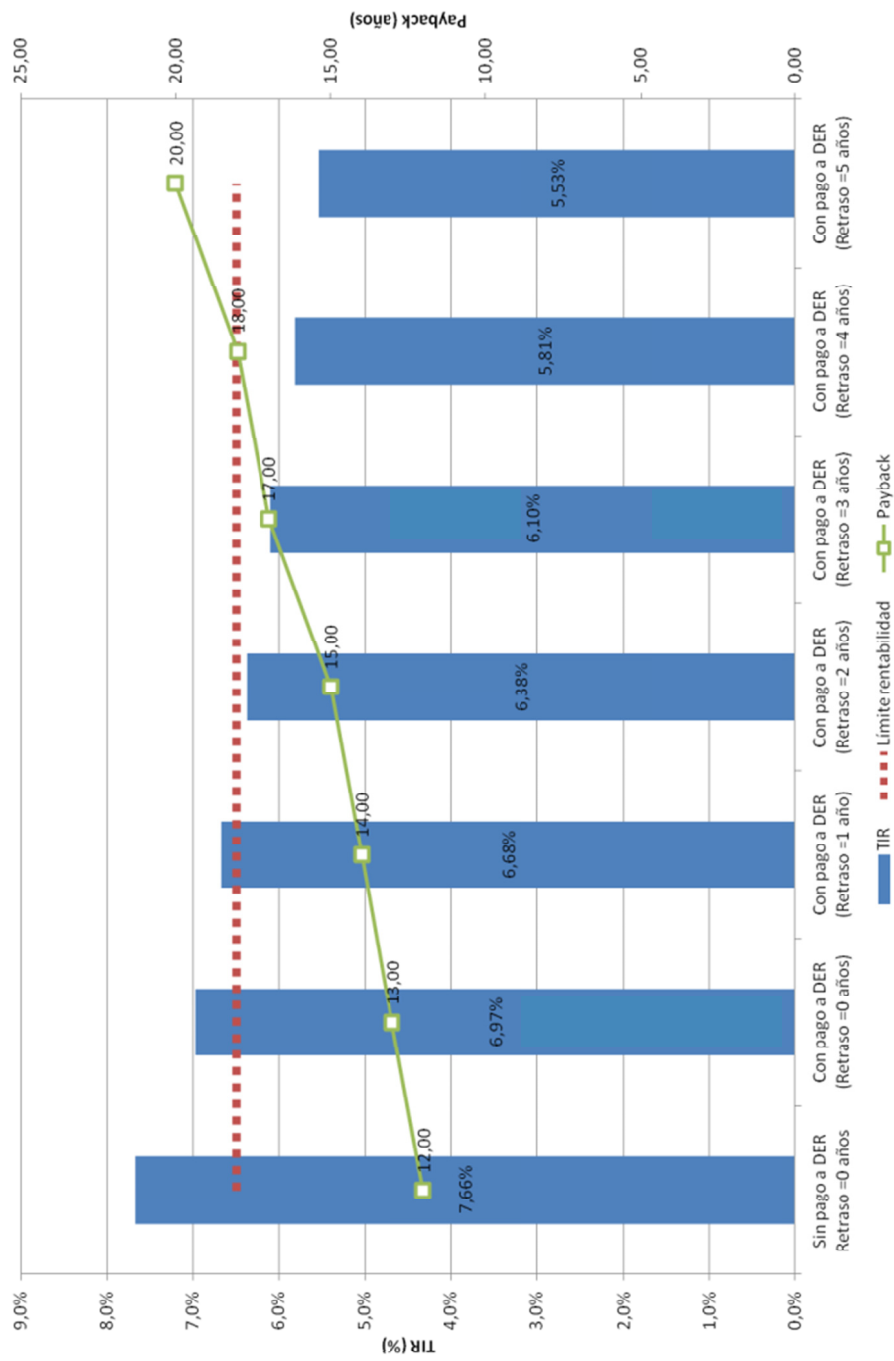


Figura A- 80: Análisis económico-regulatorio: Caso base 2020 Transformación K6 (Comparación escenarios).

Fuente: Elaboración propia.

