

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

INSTITUTO UNIVERSITARIO SIANI



DOCTORADO EN SISTEMAS INTELIGENTES Y APLICACIONES
NUMÉRICAS EN INGENIERÍA

INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN LA
OPERACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS.
APLICACIÓN A SISTEMAS AISLADOS

AUTOR:

SANTIAGO PADRÓN HERNÁNDEZ

DIRECTOR:

DR. D. FRANCISCO MARIO HERNÁNDEZ TEJERA

DIRECTOR:

DR. D. ANTONIO FALCÓN MARTEL

LAS PALMAS DE GRAN CANARIA, MAYO DE 2015



UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS
DE GRAN CANARIA

INSTITUTO UNIVERSITARIO SIANI

DOCTORADO EN SISTEMAS INTELIGENTES Y APLICACIONES
NUMÉRICAS EN INGENIERÍA

INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN LA
OPERACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS.
APLICACIÓN A SISTEMAS AISLADOS

REALIZADO POR SANTIAGO PADRÓN HERNÁNDEZ

DIRIGIDO POR DR. D. FRANCISCO MARIO HERNÁNDEZ TEJERA
Y DR D. ANTONIO FALCÓN MARTEL

EL ESTUDIANTE

EL DIRECTOR

EL DIRECTOR

EN LAS PALMAS DE GRAN CANARIA, MAYO DE 2015

Agradecimientos

El desarrollo de esta tesis no hubiera podido completarse sin la ayuda de muchas personas, a quienes quiero expresar mi gratitud. En primer lugar, quiero dar las gracias a mis dos directores de tesis, el Dr. Francisco Mario Hernández y el Dr. Antonio Falcón. También quiero agradecer el apoyo y la orientación del Dr. José Juan Hernández. Ellos me han aconsejado y ayudado constantemente. Les doy las gracias por su paciencia, dedicación y contribución a la calidad de esta investigación. También quiero dar las gracias al instituto SIANI por proporcionar el entorno necesario para desarrollar este trabajo.

Quiero agradecer a mi familia su ayuda, apoyo y aliento durante los años de trabajo en esta tesis, a mi Madre y en especial a mi Hermano, mi guía y principal apoyo.

Índice general

Índice de figuras	XI
Índice de tablas	XV
I Motivación y Objetivos	5
1. Contextualización	7
1.1. El futuro de la Operación de Sistemas Eléctricos	7
1.2. Objetivos	9
1.3. Metodología	11
1.4. Estructura de la tesis	13
1.5. Vinculación del trabajo a proyectos de investigación	14
II Estado del arte y Análisis	15
2. Estado del Arte	17
2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia	17
2.1.1. Conceptos	17
2.1.2. Objetivos	19
2.2. Operación del Sistema Eléctrico	20
2.2.1. Definición	20
2.2.2. Centros de control actuales	22
2.2.2.1. Sistemas para la gestión de energía	23
2.2.2.2. Funciones de negocios	24
2.2.2.3. Arquitectura	26
2.2.2.4. El entorno de los centros de control	27
2.2.3. Casos de Uso	28
2.2.3.1. Operación normal	28
2.2.3.2. Corrección de una violación o reserva	28

2.2.3.3.	Reposición parcial	30
2.2.3.4.	Planificación de un mantenimiento	31
2.2.3.5.	Disparo de un generador	32
2.3.	El futuro de los centros de control	32
2.4.	Revisión del estado del arte y oportunidades de desarrollo	36
2.4.1.	Área de Programación	36
2.4.2.	Área de Control en Tiempo Real	39
2.4.3.	Área de Reposición	41
2.5.	Sistemas Inteligentes	42
2.5.1.	Introducción a los Smartgrid	42
2.5.2.	Agentes Inteligentes	44
2.5.3.	Sistemas Multiagente	47
2.5.3.1.	Estructura social	48
2.5.3.2.	Cooperación	49
2.5.3.3.	Coordinación	49
2.5.3.4.	Negociación	50
2.5.3.5.	Control	51
2.5.4.	Estándar de plataformas multiagente	51
2.5.5.	Evaluación plataformas multiagente	53
2.5.5.1.	Agent Toolkits	53
2.5.5.2.	MultiAgent Toolkits	54
2.5.5.3.	Plataforma JADE	55
2.5.6.	Aplicaciones en la operación de sistemas eléctricos	58
3.	Ontología	65
3.1.	Ontología General	65
3.2.	Clase Ontológica Red Eléctrica	68
3.3.	Clase Ontológica Datos	69
3.4.	Clase Ontológica Estados	72
3.5.	Clase Ontológica Operaciones	74
3.6.	Clase Ontológica Tareas de Control	75
3.6.1.	Bloque 1: Programar La Red	78
3.6.1.1.	Predicción de la Demanda	78
3.6.1.2.	Predicción de la generación no gestionable	79
3.6.1.3.	Despacho económico con restricciones de red	79
3.6.1.4.	Evaluación del estado de la red	80
3.6.2.	Bloque 2: Control en Tiempo Real	80
3.6.2.1.	Estimador de estado	80
3.6.2.2.	Procesado de alarmas	81
3.6.2.3.	Seguimiento de la programación	81
3.6.2.4.	Evaluación de restricciones	81

3.6.2.5.	Evaluación del estado de la red	82
3.6.3.	Bloque 3: Reposición de Red	82
3.6.4.	Estructura General del Sistema de Control	82
3.6.5.	Interacción Humana	84
3.7.	Clase Ontológica Alarmas	85
 III Hipótesis y Solución		89
 4. Hipótesis de diseño		91
4.1.	Planteamiento	91
4.2.	Hipótesis 1	94
4.3.	Hipótesis 2	96
4.4.	Hipótesis 3	101
 5. Diseño de Agentes		103
5.1.	Identificación de agentes	103
5.2.	Diseño agentes Bloque 1: Programación	103
5.2.1.	Agentes Predictores de Demanda	103
5.2.2.	Agentes Programadores	105
5.2.2.1.	Predespacho (Asignación de unidades)	106
5.2.2.2.	Despacho económico	111
5.2.3.	Agentes Evaluadores	116
5.2.3.1.	Violaciones N	116
5.2.3.2.	Violaciones N-1	122
5.2.3.3.	Deslastre	124
5.2.3.4.	Reserva de regulación de tensiones	131
5.2.4.	Agentes Correctores	134
5.2.4.1.	Violaciones N	135
5.2.4.2.	Violaciones N-1	143
5.2.4.3.	Deslastre	145
5.2.4.4.	Reserva de regulación de tensiones	151
5.2.5.	Agentes Deliberativos	152
5.2.6.	Determinación de los periodos de programación	160
5.3.	Diseño de agentes Bloque 2: Control en tiempo real	163
5.3.1.	Agentes Estimadores de Estado	163
5.3.2.	Agentes Evaluadores	164
5.3.3.	Agentes Clasificadores	165
5.3.4.	Agentes Gestores de Alarmas	165
5.3.5.	Agentes Controladores de Seguimiento	166
5.4.	Diseño de agentes Bloque 3: Gestión de la plataforma	170

5.4.1. Agentes de Control	170
6. Interacción y comunicación	173
6.1. Comunicaciones de la plataforma multiagente	173
6.2. Comunicaciones entre agentes de la misma clase	176
6.2.1. Agente nuevo	177
6.2.2. Cambio de estado	177
6.2.3. Cambio de ajustes	178
6.2.4. Ordenes de ejecución	179
6.2.5. Ordenes de re-ejecución	180
6.2.6. Fin de agente	180
6.3. Comunicaciones entre agentes de distinta clase	180
6.3.1. Comunicación Predictores - Despacho	181
6.3.2. Comunicación Despacho - Evaluadores	181
6.3.3. Comunicación Evaluadores - Correctores	181
6.3.4. Comunicación Correctores - Deliberativos	181
6.3.5. Comunicación Deliberativos - Evaluadores	181
6.3.6. Comunicación Despacho - Evaluadores	182
6.3.7. Comunicación Correctores - Evaluadores	182
6.3.8. Comunicación Estimador de Estado - Agentes TR	182
6.3.9. Comunicación Procesadores de alarma - Despacho	183
6.3.10. Comunicación Seguimiento de programa - Despacho	183
6.3.11. Comunicación Evaluadores TR - Evaluador de estado TR	183
6.3.12. Comunicación Evaluador de estado TR - Repositor	184
6.3.13. Comunicación Visualización - Control	184
6.3.14. Comunicación Cualquier agente - Control	184
6.4. Bases de Datos	184
6.4.1. Gestores de bases de datos	186
6.4.2. Base de datos de Modelo	187
6.4.3. Base de datos de Tiempo Real	188
6.4.4. Base de datos de Programación	192
6.4.5. Base de datos de Alarmas	192
6.4.6. Base de datos de Histórico	193
6.5. Arquitectura general	193
7. Arquitectura de agentes	195
7.1. Agrupación de Agentes	195
7.2. Arquitectura de Agentes	198
7.3. Agentes desarrollados	203
7.3.1. Agentes Predictores	203
7.3.2. Agentes Programadores	204

7.3.3.	Agentes Evaluadores de Programa	205
7.3.4.	Agentes Correctores	205
7.3.5.	Agentes Deliberativos	206
7.3.6.	Agentes Estimadores de Estado	207
7.3.7.	Agentes Procesadores de Alarmas	208
7.3.8.	Agentes de Seguimiento de Programa	209
7.3.9.	Agentes Evaluadores de Tiempo Real	210
7.3.10.	Agentes Evaluadores de Estado de Tiempo Real	210
7.3.11.	Agentes Reposición	211
7.3.12.	Agentes de Control	212
7.3.13.	Agentes de Visualización	213
7.4.	Generalización	213
IV Experimentación y Conclusiones		217
8.	Ensayos y resultados	219
8.1.	Ensayos a realizar	219
8.2.	Modelo de red eléctrica a simular	220
8.2.1.	Descripción general del sistema	221
8.2.2.	Modelo de flujo de potencia	222
8.2.3.	Modelo dinámico	228
8.2.4.	Modelo económico	229
8.2.5.	Modelo de demanda	233
8.3.	Plataforma de simulación	235
8.4.	Análisis de resultados	236
8.4.1.	Análisis individuales	236
8.4.1.1.	Asignación de Unidades	237
8.4.1.2.	Despacho de cargas	238
8.4.1.3.	Evaluadores-Correctores	243
8.4.2.	Análisis conjunto	248
8.4.2.1.	Programación normal bloque programación	248
8.4.2.2.	Programación normal del bloque tiempo real	260
8.4.2.3.	Gestión de la plataforma	267
9.	Conclusiones, Aportaciones y Líneas Futuras	271
9.1.	Conclusiones y Aportaciones	271
9.1.1.	Sobre la operación de las redes eléctricas	272
9.1.2.	Sobre las hipótesis de diseño	272
9.1.3.	Sobre la programación inteligente de las redes eléctricas	274
9.1.4.	Sobre el control en tiempo real	278

9.1.5.	Sobre el entorno de experimentación	279
9.1.6.	Sobre la estandarización de plataformas de control	280
9.1.7.	Sobre la implementación del la solución	282
9.1.8.	Sobre la comparativa de la solución actual y la propuesta .	285
9.1.9.	Sobre el cumplimiento de los objetivos	286
9.1.10.	Difusión y Publicación	288
9.2.	Lineas futuras	288
9.2.1.	Integración de interconexiones	288
9.2.2.	Ensayos operando en paralelo sistemas reales	289
9.2.3.	Integración de la gestión de la demanda	289
9.2.4.	Predicción de renovables	290
9.2.5.	Ampliación de restricciones	290
9.2.6.	Mejora de la toma de decisiones	291
9.2.7.	Estimador de estado y comparador dinámico off-line	291
9.2.8.	División y reagrupación	292
9.2.9.	Incluir Sincrofasores (PMU)	292
Bibliografía		293

Índice de figuras

2.1. Composición de un S.E.P.	18
2.2. Composición de los centros de control	23
2.3. Curva de demanda habitual (REE)	25
2.4. Centro de Control de PJM en Estados Unidos (www.pjm.com) . .	27
2.5. Caso de uso: Operación normal	29
2.6. Caso de uso: Corrección de una violación o reserva	30
2.7. Reposición parcial	31
2.8. Planificación de un mantenimiento	31
2.9. Disparo de un generador	32
2.10. Evolución en la programación de sistemas eléctricos	37
2.11. Esquema simplificado de operación de smartgrid [141]	43
2.12. Interacción de agente y entorno	45
2.13. Sistema multiagente	47
2.14. Despliegue de dos plataformas JADE en 4 computadoras [14] . . .	57
3.1. Red Semántica	66
3.2. Clase Ontológica Red Eléctrica	70
3.3. Clase Ontológica Datos	71
3.4. Clase Ontológica Estados	72
3.5. Estados y transiciones en un S.E.P.	73
3.6. Clase Ontológica Operaciones	75
3.7. Clase Ontológica Tareas de Control	77
3.8. Arbol de tareas completo	83
3.9. Resumen de operaciones	84
3.10. Resumen de operaciones compacto	84
3.11. Árbol de tareas de interacción humana	86
3.12. Clase Ontológica Alarmas	87
4.1. Esquema de control general	93
4.2. Comparativa de predicción	95
4.3. Descomposición del problema en análisis iterativos	97

4.4. Flujo de datos en la arquitectura	99
4.5. Toma de decisiones	101
4.6. Esquema de principio de un SBC	102
5.1. Esquema del algoritmo genético secuencial	114
5.2. Desarrollo del cromosoma	114
5.3. Operador de cruce	116
5.4. Esquema de análisis violaciones N-1	123
5.5. Criterios de seguridad [36]	123
5.6. Disminución de la frecuencia ante una desequilibrio de generación	125
5.7. Representación del desacople entre potencia activa y potencia reactiva	126
5.8. Modelado final del sistema eléctrico	132
5.9. Método de continuación	133
5.10. Esquema del algoritmo genético secuencial	141
5.11. Operador de cruce	143
5.12. Desarrollo de la red neuronal	146
5.13. Soluciones encontradas para un problema tipo	149
5.14. Esquema del sistema experto	155
5.15. Descomposición temporal de la programación	161
5.16. Horizontes de análisis	162
5.17. Conjunto difuso de error de seguimiento	168
5.18. Conjunto difuso de error de demanda	169
5.19. Conjunto difuso de acción correctiva	169
6.1. Composición de un mensaje	174
6.2. Protocolo incorporación de nuevo agente	177
6.3. Protocolo comunicación de cambio de estado	178
6.4. Protocolo comunicación de cambio de ajustes	178
6.5. Protocolo transmisión de órdenes	179
6.6. Protocolo de re-ejecución de órdenes	180
6.7. Protocolo de evaluación de restricciones	182
6.8. Protocolo de evaluación de correcciones	183
6.9. Esquema relacional Base de datos de Modelo	189
6.10. Jerarquía de la generación de datos	190
6.11. Esquema general de la gestión de datos	191
6.12. Diseño general de la arquitectura multiagente propuesta	194
7.1. Comunicación entre clases	196
7.2. Arquitectura básica de agente	200
7.3. Arquitectura de agente	202
7.4. Propiedades de los agentes	215

8.1. Sistema Eléctrico de Gran Canaria (REE)	221
8.2. Modelado final del sistema eléctrico	228
8.3. Curvas de coste de generación por tecnología	232
8.4. Perfil de demanda anual utilizado	234
8.5. Perfil de demanda diaria utilizado	235
8.6. Esquema de flujo simulador de tiempo real	236
8.7. Display del simulador de tiempo real	237
8.8. Convergencia del algoritmo genético modificando el tamaño de la población	243
8.9. Resultado del despacho de cargas	244
8.10. Unifilar anillo norte	246
8.11. Comparativa de frecuencia antes y después de la corrección	247
8.12. Comparativa evaluación antes y después de la corrección	248
8.13. Unifilar anillo norte	252
8.14. Simulaciones disparos de grupos	254
8.15. Simulaciones límite de carga	255
8.16. Diagrama de flujo completo	259
8.17. Convergencia de la programación	260
8.18. Simulación disparo de línea	262
8.19. Simulación disparo de un generador	264
8.20. Simulación forzado de consigna de un generador	266
8.21. Herramienta de control de la plataforma	268
9.1. Generalización de la clase Agente	283
9.2. Generalización de la estructura de datos	284

Índice de tablas

8.1. Nudos Sistema de Gran Canaria	223
8.2. Líneas Sistema de Gran Canaria	224
8.3. Transformadores Sistema de Gran Canaria	225
8.4. Generadores Sistema de Gran Canaria	226
8.5. Cargas Sistema de Gran Canaria	227
8.6. Modelo dinámico para simulaciones	230
8.7. Plan de deslastre para simulaciones	230
8.8. Parámetros de coste por tecnología	231
8.9. Parámetros de operación por tecnología	232
8.10. Resultado asignación de unidades 1/2	239
8.11. Resultado asignación de unidades 2/2	240
8.12. Despacho de cargas analizado 1/2	241
8.13. Despacho de cargas analizado 2/2	242
8.14. Resultados del agente corrector (p.u.)	245
8.15. Resultado despacho económico	249
8.16. Perfil de tensiones óptimo (p.u.)	251
8.17. Entradas Agente deliberativo Caso 1.1	256
8.18. Entradas Agente deliberativo Caso 1.2	256
8.19. Entradas Agente deliberativo Caso 1.3	256
8.20. Entradas Agente deliberativo Caso 2.1	257
8.21. Entradas Agente deliberativo Caso 2.2	257
8.22. Entradas Agente deliberativo Caso 2.3	258
8.23. Entradas Agente deliberativo Caso 2.4	258
8.24. Modificación perfil de tensión ante el disparo de un línea (%)	263
8.25. Comparación de flujos pre y post contingencia	265
8.26. Comparativa despacho pre y post contingencia	266
8.27. Desvío de consigna de un generador	267
9.1. Principales mejoras introducidas respecto a la solución actual	285

Abreviaturas

ACC Agent Communication Channel (Canal de Comunicaciones de Agentes)

ACL Agent Content Language (Lenguaje del Contenido de Agentes)

AGC Automatic Generation Control (Control Automático de Generación)

AMS Agent Management System (Sistema de Control de Agentes)

AT Alta Tensión

BDI Belief-Desire-Intention (Creencias-Deseos-Intenciones)

BT Baja Tensión

CL Content Language (Lenguaje del Contenido)

DF Directory Facilitator (Servicio de Directorio)

ED Economic Dispatch (Despacho Económico)

EMS Energy Management System (Sistema de Control de Energía)

FIPA Foundation of Intelligent Physical Agents (Fundación de Agentes Físicos Inteligentes)

HTTP HyperText Transfer Protocol (Protocolo de transferencia de Hipertexto)

ICT Information and Communication Technology (Tecnologías de la Información y la Comunicación)

IED Intelligent Electrical Device (Dispositivo Eléctrico Inteligente)

IIOB Internet InterORB Protocol (Protocolo de Internet InterORB)

ISO Independent System Operator (Operador Independiente del Sistema)

JADE Java Agent DEvelopment Framework (Plataforma Java de Desarrollo de Agentes)

JVM Java Virtual Machine (Máquina Virtual de Java)

LAN Local Area Network (Red de Área Local)

MAS Multi Agent System (Sistema Multiagente)

- MBR** Modelo Basado en Razonamiento
- MT** Media Tensión
- MTP** Message Transport Protocol (Protocolo de Transporte de Mensajes)
- OPF** Optimal Power Flow (Flujo de Potencia Óptimo)
- OS** Operador del Sistema
- PC** Personal Computer (Ordenador Personal)
- PMU** Phasor Measurement Unit (Unidad de Medida de Fasores)
- RTO** Regional Transport Operator (Operador de Transporte Regional)
- RTU** Remote Terminal Unit (Unidad de Terminal Remota)
- SBC** Sistema Basa en Conocimiento
- SBR** Sistema Basado en Reglas
- SCADA** Supervisory Control and Data Acquisition (Sistema de Control y Adquisición de Datos)
- SCED** Security Constrained Economic Dispatch (Despacho Económico con Restricciones)
- SCOPF** Security Constrained Optimal Power Flow (Flujo de Potencia Óptimo con Restricciones)
- SCUC** Security Constrained Unit Commitment (Asignación de Unidades con Restricciones)
- SDD** Strategic Deployment Document (Documento de Desarrollo Estratégico)
- SEE** Sistemas de Energía Eléctrica
- SEIE** Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares
- SEP** Sistemas Eléctricos de Potencia
- SMA** Sistema Multi Agente
- SMTP** Simple Mail Transfer Protocol (Protocolo Simple de Transferencia de Correo)

SSEE Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica

TAP Transformer Position (Posición de Cambiador de Tomás en Transformadores)

TCP/IP Transmission Control Protocol / Internet Protocol (Protocolo de Control de Transmisión / Protocolo de Internet)

TSO Transport System Operator (Operador del Sistema de Transporte)

WAMPC Wide Area Monitoring, Protection and Control (Protección, Control y Monitorización de Grandes Áreas)

WAMS Wide Area Measurement System (Systema de Medición en Grandes Áreas)

WAP Wireless Application Protocol (Protocolo de Aplicación Inalámbrico)

Parte I

Motivación y Objetivos

Capítulo 1

Contextualización

1.1. El futuro de la Operación de Sistemas Eléctricos

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) o redes eléctricas, tienen como objetivo proveer a los consumidores la energía eléctrica en la cantidad, tiempo y lugar requerido y con una calidad y confiabilidad adecuadas, al menor costo posible, preservando los recursos primarios y el medio ambiente [115].

Los SEP están compuestos por una compleja red de equipos que van desde los de generación de la energía, los de transporte y distribución y los de consumo, así como todos aquellos asociados a la protección y control de los mismos. En la actualidad, los SEP son gestionados por los Operadores del Sistema (OS), que son los encargados de:

- Predecir la demanda de energía
- Programar la generación para satisfacer la previsión de demanda
- Recolectar toda la información en tiempo real del estado de la topología de la red (componentes en operación, estado de equipos de maniobra, protecciones, etc.), mediciones (tensiones, flujos de potencia, etc.) y maniobrar los equipos del SEP con el fin de satisfacer la demanda prevista

- Evaluar el nivel de seguridad y ajustar la operación para satisfacer los niveles definidos de confiabilidad.

En la operación actual de los SEP, la solución de estas tareas se deja actualmente, y en su mayor parte, a herramientas clásicas de predicción y programación independientes y al análisis y experiencia de los operadores de los centros de control [160], sobre quienes aumenta la exigencia a medida que el tamaño y la complejidad de la red que controlan se incrementa.

Estas tareas se han ido complicando y seguirán complicándose en el futuro debido, entre otras causas:

- Al aumento constante en los requerimientos de disponibilidad de la red eléctrica
- Al aumento en las restricciones económicas, que repercute también en la disminución de los márgenes de seguridad.
- Al aumento del tamaño y la complejidad de las redes eléctricas
- A la introducción de factores como las energías no gestionables, vehículos eléctricos, gestión de la demanda, etc.
- A la liberalización del mercado eléctrico

Debido a este proceso de cambio en el sistema eléctrico, se hace patente la necesidad de un cambio en el sistema de gestión y control de la red eléctrica. A los futuros sistemas eléctricos se les exigirá, entre otros, los siguientes requisitos [152]:

- Descentralización del control
- Operación de los sistemas más cerca de sus límites
- Gestión de más variables de control y de estado
- Prevención de la estabilidad y seguridad del suministro
- Alto grado de autonomía en la toma decisiones de control
- Alta velocidad de gestión

- Robustez, fiabilidad y precisión
- Adaptabilidad, aprendizaje y evolución

A mayor tamaño de la red, mayor es la cantidad de datos que se deben procesar e interpretar, así como mayor es la cantidad de posibles estados en los que el sistema puede encontrarse. También se da la circunstancia de que el operador no posea experiencia sobre todos los posibles estados de demanda del sistema (debido a su constante variación), ni sobre todas las posibles configuraciones actuales, ni futuras, de la red. El nivel de dificultad se incrementa aún más bajo los nuevos esquemas competitivos y el aumento en la cantidad de interconexiones entre sistemas. Todo esto da lugar a que la efectividad de las decisiones del operador se vea disminuida y a que éstas se centren en la operación en tiempo real y en estudios de escenarios tipos off-line, haciendo necesario un cambio en el concepto de la operación en tiempo real.

La herramientas clásicas para la predicción de la demanda, el cálculo del despacho económico, los estudios de violaciones N-1, de deslastre de cargas, de niveles de cortocircuito, de coordinación de protecciones, etc., se hacen insuficientes, ya que la variabilidad del sistema y el gran número de estados hace imposible que los estudios off-line garanticen los requerimientos de seguridad e imposibilita una toma de decisiones multiobjetivo rápida.

Se puede establecer, por lo tanto, que existen motivaciones más que suficientes para la búsqueda de nuevas herramientas en la operación de los sistemas eléctricos, herramientas que generen un cambio conceptual en la forma de operar los SEP y que permitan asumir los retos futuros.

1.2. Objetivos

El número de aspectos a controlar crece con la evolución y desarrollo de la red eléctrica [87]. Son tantos los aspectos que se deben coordinar para poder decidir y los tiempos de toma de decisiones tan reducidos, que los métodos habituales no permiten atacar el problema que se nos presenta. Por ello se busca desarrollar una metodología que satisfaga un gran número de objetivos en tiempo y plazo adecuados.

Por lo tanto es necesario ampliar los horizontes y explorar nuevos campos en la búsqueda de alternativas que satisfagan los requerimientos que se avecinan, y entre ellos destacan las técnicas de inteligencia artificial [158]. Este trabajo de investigación que proponemos pretende estudiar la utilización de técnicas de inteligencia artificial, particularmente la teoría de agentes y las aproximaciones de sistemas basados en conocimiento para la gestión de las redes eléctricas. Se pretende diseñar y evaluar una solución de control de la red eléctrica enfrentada a los nuevos retos de la misma.

Se puede resumir que el objetivo es, *Proponer un cambio en la Operación de Redes Eléctricas y desarrollar las herramientas necesarias en base a técnicas de Inteligencia Artificial.*

Para garantizar el cumplimiento de los requerimientos futuros, la solución desarrollada debe satisfacer los siguientes requisitos:

- **Distribuida:** La solución propuesta debe ser intrínsecamente distribuible. Es decir, las distintas subpartes que la forman deben poder funcionar con independencia de las demás, siendo posible así la distribución de estas subpartes en distintas unidades físicas.
- **Abierta:** La arquitectura de la solución debe ser abierta. La relación entre elementos debe ser lo suficientemente genérica para que, cumpliendo además con la condición anterior, las distintas subpartes puedan desarrollarse y operarse sin necesidad de disponer cada una de ellas de un conocimiento global del todo.
- **Escalable:** Cumpliéndose los dos requisitos anteriores, la solución debe ser lo suficientemente general para que permita adaptarse a distintos tamaños de redes.
- **Autónoma:** La solución final debe tener un alto grado de autonomía y capacidad de decisión para tomar las decisiones adecuadas según las circunstancias.
- **Robusta:** Debe ser capaz de cumplir el primer objetivo en cualquier circunstancia, garantizar el suministro eléctrico.

- **Precisa:** Las subpartes de proceso deben adaptar su precisión según las necesidades generales del entorno.

1.3. Metodología

La metodología se puede definir como un conjunto de procedimientos racionales utilizados para alcanzar una gama de objetivos que rigen una investigación científica, una exposición doctrinal o tareas que requieran habilidades, conocimientos o cuidados específicos. Alternativamente puede definirse la metodología como el estudio o elección de un método pertinente para un determinado objetivo.

La metodología depende de los postulados que el investigador considere válidos, de lo que considere objetivo de la ciencia y del conocimiento científico, porque será mediante la acción metodológica como recabe, ordene y analice la realidad estudiada.

No existe una metodología perfecta, por lo que muchas veces concurren mezcladas en relación simbiótica. La validez otorgada al uso de uno u otro método vendrá dada por el paradigma científico en el que se sitúe. En los trabajos de esta índole, la aproximación metodológica resulta fundamental. La metodología empleada habitualmente en este tipo de trabajos incluye los siguientes pasos:

- Estudio del estado del arte y análisis del problema
- Diseño de la solución
- Implementación y experimentación

Esta metodología se desgana y afina utilizando las recomendaciones en la bibliografía de referencia [94,95].

El paso preliminar en los proyectos de investigación consiste habitualmente en realizar un estudio del estado del arte, con el fin de identificar las soluciones ya adoptadas y sus resultados y las diferentes propuestas que realizan otros autores con el fin de plantear las aportaciones de este trabajo.

Cabe destacar la gran importancia de la fase de análisis. En ésta se procede a reunir todo el conocimiento necesario del problema a solucionar, en este caso la operación de sistemas eléctricos de potencia. Este análisis debe concluir con un

listado completamente definido de las tareas y operaciones a realizar en el control de los sistemas eléctricos. Esta fase puede dividirse por tanto en tres apartados:

- Estudio del estado del arte
- Análisis del problema
- Descripción ontológica

El primer punto, como su propio nombre indica, consiste en estudiar el estado actual de conocimiento del problema. Para ello se debe profundizar en el funcionamiento del sistemas eléctricos, en sus problemáticas, en sus perspectivas futuras, en los requerimientos funcionales y en la identificación de los casos de usos. Con esta información se procede a hacer una descripción ontológica del problema identificándose todas las tareas y conceptos del mismo.

Una vez identificadas las tareas que debe abordar la solución adoptada se inicia la fase 2, el proceso de diseño de la plataforma multiagentes. Esta fase se puede dividir en tres partes:

- Hipótesis de diseño
- Diseño de Agentes
- Diseño de las interacciones entre agentes
- Diseño de la arquitectura de agentes

En primer lugar se identifican las hipótesis de partida que son la base del diseño de la solución. A continuación se deben asignar las tareas identificadas en la fase final del análisis a tipos de agentes. Asimismo se incluyen todas aquellas funcionalidades necesarias para cumplir los requisitos planteados durante el análisis. Una vez identificados agentes y funcionalidades, se diseñan las comunicaciones entre ellos. Este aspecto incluye el diseño de las bases de datos implicadas. Finalmente, conociendo la funcionalidad de cada agente y su interacción con el resto de la plataforma se diseña la solución software más adecuada.

Una vez realizado el diseño se plantean e implementan una serie de ensayos cuyo fin es verificar la capacidad de la solución adoptada para resolver los problemas planteados cumpliendo los requisitos de partida. La realización de estos ensayos incluye:

- Implementación de la solución
- Desarrollo de un simulador
- Ensayo de la solución y análisis de resultados

1.4. Estructura de la tesis

Este documento se organiza en cuatro partes siguiendo la metodología de trabajo comentada en el punto anterior:

- Estado del Arte y Análisis
 - Estado del Arte (Capítulo 2)
 - Análisis del problema (Capítulo 2 y 3)
 - Descripción ontológica (Capítulo 3)
- Hipótesis y Solución
 - Hipótesis de diseño (Capítulo 4)
 - Diseño de agentes (Capítulo 5)
 - Diseño de interacciones (Capítulo 6)
 - Diseño de arquitectura (Capítulo 7)
- Evaluación
 - Ensayos y resultados (Capítulo 8)
 - Conclusiones, aportaciones y desarrollos futuros (Capítulo 9)

1.5. Vinculación del trabajo a proyectos de investigación

Este trabajo de investigación se ha realizado en el marco del proyecto *Framework para la Simulación de la Gestión de Mercado y Técnica de Redes Eléctricas Insulares basado en Agentes Inteligentes. Caso de la Red Eléctrica de Gran Canaria*, Gobierno de Canarias, Ref. SolSubC200801000137)

Parte II

Estado del arte y Análisis

Capítulo 2

Estado del Arte

En este capítulo se introduce al lector en el dominio de aplicación de este trabajo. Para ello se comienza describiendo la estructura de los sistemas eléctricos de potencia, se continúa explicando cómo se operan y los distintos estados en los que puede encontrarse y se liga con la descripción de los centros de control que llevan a cabo estas tareas. Una vez que se ha comprendido el funcionamiento del sistema eléctrico y como se gestiona su uso desde los centros de control se plantean los problemas y retos de los centros de control futuros y se obtiene como resultado de este análisis el objetivo del presente trabajo.

Una vez identificado el problema a resolver se procede a plantear la solución y la descripción de los principios de la misma y fundamento de este trabajo, los sistemas inteligentes.

2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia

2.1.1. Conceptos

Generalmente se emplea el término Sistema de Energía Eléctrica (S.E.E.), así como el de Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P.), para hacer referencia a aquellos sistemas relacionados con la generación, transporte, distribución y utilización de la energía eléctrica [56].

Elementos que constituyen un S.E.E. son, pues, los presentes en: Centrales Generadoras de Energía Eléctrica, Redes Eléctricas de Transporte y Distribución

de esa energía en Alta Tensión (A.T.), Media Tensión (M.T.) y Baja Tensión (B.T.), Subestaciones Eléctricas A.T. M.T., Centros de Transformación en B.T. y consumos en A.T., M.T. y B.T.

Por tanto, como característica de los S.E.P. cabe destacar el hecho de estar formados por un gran número de elementos. No obstante, estos elementos pueden ser estructurados en cuatro grupos: Generación, Transporte, Distribución y Consumo, tal y como aparece en la figura. Gran parte de los elementos de estos grupos pueden ser modelados de forma relativamente simple, facilitando así la realización de estudios concernientes a diversos aspectos de los S.E.P. Éste es el caso de las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica, la mayoría de las cuales son susceptibles de ser modeladas mediante un simple esquema en π .

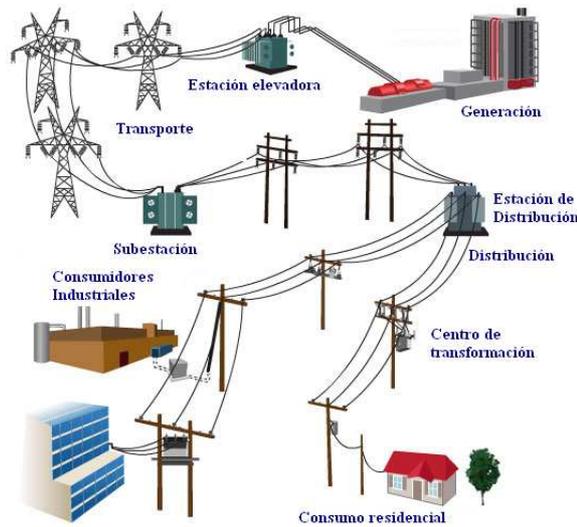


Figura 2.1: *Composición de un S.E.P.*

La utilización de la energía eléctrica está presente en casi todas las actividades que se desarrollan en los países a partir de cierto desarrollo económico, previéndose para los próximos decenios un gran crecimiento del consumo eléctrico en el resto de los países del planeta. De hecho, uno de los índices económicos generalmente empleado a la hora de evaluar la situación económica de un país, es precisamente el consumo de energía eléctrica y su crecimiento anual, situándose las empresas eléctricas entre las mayores y más importantes de los países.

En consonancia con lo anterior, los S.E.P. han observado una enorme evolución

desde sus orígenes hasta hoy, tanto en lo que se refiere a medios de generación, transporte, distribución y utilización, como a materiales empleados, estrategias de operación, nuevas aplicaciones y fuentes de energía, principalmente. En los últimos años, la llamada crisis energética ha acelerado las iniciativas tendentes a lograr una mayor eficiencia en todos los aspectos relacionados con la energía, lo cual, unido a la creciente preocupación por el medio ambiente, ha reactivado el interés por las denominadas energías renovables.

Entre las energías renovables, la procedente del viento es hoy día la que ofrece un mayor interés desde el punto de los costos asociados a instalación y explotación, exceptuando aquellos casos en los que la hidroeléctrica pueda considerarse como una energía renovable.

La ubicación geográfica de los centros de generación suele obedecer a razones de proximidad a fuentes primarias de energía o instalaciones receptoras: puertos marítimos, oleoductos, etc., más que a razones de proximidad a los centros de consumo. Al objeto de minimizar las pérdidas, el transporte de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo se efectúa a través de las redes A.T.

Los consumos, a su vez, no se concentran en lugares óptimos en cuanto a la explotación de los S.E.P., sino que se establecen de acuerdo a criterios ajenos a las singularidades y objetivos de éstos. Esta dispersión geográfica de centros de generación y consumo se ve acompañada por una dispersión topológica, ya que no todos ellos están conectados entre sí, por el alto coste de instalación que ello supondría.

2.1.2. Objetivos

El principal objetivo de los S.E.E y su razón de ser es satisfacer la demanda [115], es decir generar y transportar hasta los consumidores la energía requerida por los mismos.

La energía eléctrica no es susceptible aún de ser almacenada en grandes cantidades, por lo que hay que establecer los mecanismos adecuados para ajustar la generación a la demanda existente en cada momento. Surge así la necesidad de incluir controles automáticos que vigilen y realicen esa y otras funciones, tales como

las relacionadas con los valores de las variables del sistema (tensión, frecuencia, etc.), las cuales no pueden desviarse mucho de sus valores nominales, porque afectaría negativamente al buen funcionamiento y a la seguridad de los receptores y de las instalaciones [56].

Aunque el principal objetivo de un S.E.E. es el de satisfacer la demanda, existen otros objetivos relacionados con la idea de cumplir el objetivo principal de la mejor forma posible, considerando aspectos tales como seguridad, fiabilidad, economía y estabilidad [70], apareciendo así un conjunto de funciones a realizar [36]:

- Planificación
- Mantenimiento y política de crecimiento
- Plan de funcionamiento de las centrales
- Análisis de seguridad del sistema
- Funcionamiento económico
- Control de frecuencia-potencia
- Actuación de los sistemas de protección

Además, la introducción de nuevas formas de producción de energía, como es el caso de la eólica, han de ser contempladas a la hora de definir y realizar las funciones anteriormente señaladas, si se persigue el fin de satisfacer la demanda de la mejor forma posible.

2.2. Operación del Sistema Eléctrico

2.2.1. Definición

La operación del sistema eléctrico es desarrollada por el Operador del Sistema (SO) [36] y tiene como objetivo prioritario el mantenimiento en tiempo real de la seguridad del sistema y, en la medida en que ésta no se vea amenazada, hacerlo de la forma más económica posible. Por seguridad se entiende la capacidad del

sistema de mantenerse en un estado admisible (con las variables dentro de sus regiones de funcionamiento) y hacer frente a los cambios que se producen en la demanda y a otros sucesos imprevisibles. Los encargados de la operación deben decidir el uso que dan a los recursos disponibles del sistema en función de las necesidades que existan en cada momento.

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

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

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

- Evaluar la forma en que se opera el sistema y buscar métodos más eficientes de actuación que lleven a una mejora tanto de la seguridad como de la economía del sistema.

Una de las características a destacar del sistema eléctrico es la posibilidad de efectuar de forma separada el control de la frecuencia (f) del sistema, actuando sobre la potencia activa, y la tensión en los embarrados (V), siendo para esto último útil el empleo de los recursos de reactiva presentes en el sistema [71].

Hay otra característica, relacionada con la anterior, que debe también ser mencionada. Mientras que la frecuencia del sistema tiene un carácter global, es decir, prácticamente es la misma en todos los puntos del sistema, la tensión de una barra concreta depende mucho del soporte local de potencia reactiva, perdiéndose esta relación a medida que nos alejamos de la barra en estudio. Por tanto, el control de tensiones tiene un marcado carácter local, particularidad que debe ser tenida en cuenta en la estructura del control correspondiente.

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

2.2.2. Centros de control actuales

Los centros de control son una pieza crítica de los SEP. Ellos son los encargados de monitorizar todas las variables, ajustar su estado, coordinar su movimiento y proveer una defensa contra los eventos exógenos que pueden afectarlo.

Las actividades de los centros de control actuales se pueden categorizar en dos grandes grupos funcionales. El primer grupo de funciones es el relacionado con las heredadas de los tradicionales EMS (sistemas para la gestión de energía, por sus siglas en inglés). El segundo grupo son funciones que están relacionadas con los procesos de negocios de la actividad que están asignados a los centros de control (Figura 2.2).

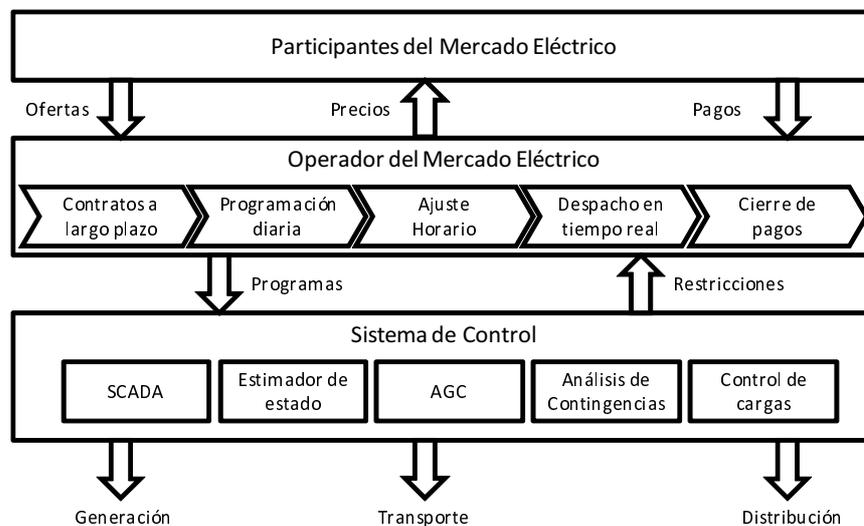


Figura 2.2: Composición de los centros de control

2.2.2.1. Sistemas para la gestión de energía

Las funciones típicas de los EMS [89] pueden agruparse en adquisición de datos, control de la generación y control y análisis de la red.

La adquisición de datos típicamente recolecta las mediciones en tiempo real de tensiones, corrientes, potencia activa, potencia reactiva, estado de los interruptores, posiciones de los TAPs de los transformadores, etc. a partir de las RTUs (unidades de transmisión remota, por sus siglas en inglés) de los SCADA (sistemas de supervisión, control y adquisición de datos, por sus siglas en inglés). Los datos se almacenan en una base de datos de operación en tiempo real, para ser usado por las diferentes aplicaciones, donde el período de muestreo suele ser de dos segundos. Las RTUs además poseen capacidad para almacenar las secuencias de eventos con una granularidad suficiente para realizar análisis de post-contingencia.

El control de generación gestiona esencialmente el balance entre la generación, la demanda y las pérdidas. Para realizarlo se utilizan las predicciones de demanda de corto plazo (en intervalos de 15 minutos) y se calcula la manera óptima en que la generación puede aportar al sistema. Mediante los controles automáticos de generación (AGC, por sus siglas en inglés) se logra el balance instantáneo del sistema al monitorizar y actuar en función de los cambios de frecuencia, normalmente asociados a cambios en la distribuciones de las inyecciones de potencia en

la red (ej. conexión de una nueva carga, salida de servicio de un generador, etc.).

Los análisis de seguridad y control de la red son funciones que tienen que ver con la confiabilidad de la red. A partir del estimador de estado, el centro de control puede transformar los datos enviados por el SCADA en una vista precisa del estado actual de operación del sistema. Para evaluar la seguridad de la red, se analiza mediante flujos de potencia el comportamiento de la misma para un listado de contingencias, construido en base a la política de seguridad previamente definida (por ejemplo N-1), donde salen de operación generadores, líneas, etc. Esto se denomina análisis de contingencias o análisis de seguridad. Asimismo, es necesario considerar sus características a la hora de efectuar los estudios y análisis frecuentes [35] en los S.E.E. como los relativos a:

- Cortocircuito
- Flujo de potencia
- Estabilidad
- Análisis de contingencias

El resto de las funciones de control de la red se relacionan con los análisis y las acciones una vez que se presenta una contingencia o violación y con la restauración del SSEE.

2.2.2.2. Funciones de negocios

Para entender un poco mejor este apartado, es necesario dedicar unas líneas a comprender como se gestiona el sistema eléctrico [42]. Dentro del conjunto de las tres partes de un SEP está la figura del operador del sistema. El operador del sistema gestiona la red de transporte y planifica la generación de las centrales eléctricas. Este proceso de planificación es el comienzo de este trabajo.

En primer lugar, el operador realiza un previsión de demanda eléctrica [36] durante las siguientes 24 horas tal como se observa en la figura 2.3 donde la curva verde representa la demanda prevista. Sobre esta demanda se realiza una programación de la generación horaria representada por la curva roja. Y finalmente la curva a amarilla representa el consumo real producido.

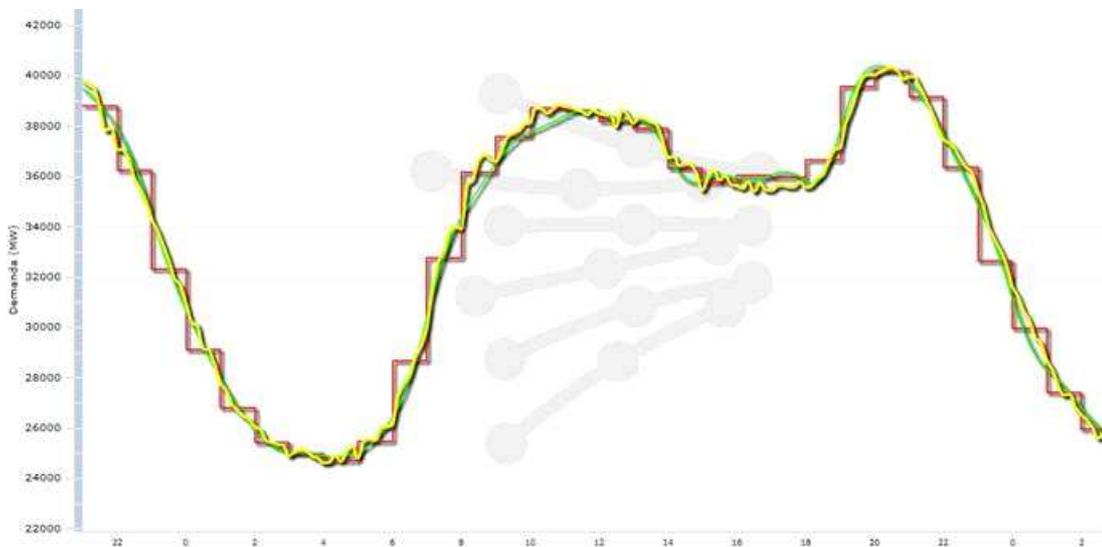


Figura 2.3: *Curva de demanda habitual (REE)*

Esta programación de la generación se conoce como despacho económico, es decir, programación la generación minimizando su coste total.

Actualmente se distinguen dos tipos característicos de mercados eléctricos. Uno es el mercado de contratos bilaterales entre generadores y consumidores. El otro es un mercado de subastas en el cual los generadores ofertan a un agente central que determina las ofertas ganadoras y el precio. El precio puede ser determinado por un esquema uniforme basado en el precio ofertado más alto que sea requerido para completar el suministro de la carga, o por un esquema de precios no uniformes basado en el precio ofertado (pay-as-bid), donde cada generador debería ser remunerado al precio que hubiera solicitado en su oferta. Para posibilitar todo esto es necesario contar con un operador de mercado. El operador de mercado puede ser un ISO (operador independiente del sistema, por sus siglas en inglés), un RTO (operador regional de transmisión, por sus siglas en inglés), u otra entidad con funciones similares.

Con la introducción de los mercados eléctricos, algunos centros de control se han encontrado con la responsabilidad de gestionar las operaciones del mercado, mientras mantienen la confiabilidad del sistema. Aún aquellos centros de control que no tienen como funciones la administración del mercado poseen gran dependencia, y están obligados a interactuar con el mercado.

2.2.2.3. Arquitectura

Los SCADAs, actualmente usados en los sistemas de potencia, fueron diseñados en tiempo que la industria eléctrica era un monopolio verticalmente integrado. Como consecuencia su configuración habitual es en estrella, en la cual los diversos dispositivos remotos se conectan y suministran los datos a un único equipo de procesamiento ubicado en el centro de esta estrella. Con el paso de los años, la tecnología de redes y comunicación evolucionaron y progresaron significativamente.

Pero la arquitectura de los SCADAs sigue siendo la misma [90]. La automatización de subestaciones ha introducido la incorporación de relés digitales y otros dispositivos digitales de medición en una clara evolución hacia los dispositivos inteligentes electrónicos (IEDs, por sus siglas en inglés). Los IEDs en las subestaciones se vinculan mediante una red local. Mientras que las comunicaciones requeridas por tareas asociadas con las funciones del EMS son transmitidas via una red de comunicación de enlaces punto a punto, aquellas vinculadas con las tareas del mercado eléctrico requieren acceso vía Internet. Por lo tanto el centro de control tiene diferentes redes funcionando simultáneamente; una red maestro-esclavo desde las RTUs hacia el centro de control, una red local para las aplicaciones EMS y una red vinculada con Internet para permitir las funciones vinculadas con el mercado.

La cantidad de datos involucrados en las diversas tareas de los centros de control es enorme. En un centro de control convencional se recolectan en tiempo real los datos de las RTUs, por ejemplo en el Sistema Argentino de Interconexión, cada estación de 500kV envía al Centro de Control de Transener, información de aproximadamente 600 puntos (entre alarmas, comandos y mediciones). Considerando que en 500 kV existen 40 estaciones actualmente, el Centro de Control tiene que gestionar 24000 puntos, solo para este nivel de tensión. Todos los datos históricos y los correspondientes a los pronósticos se almacenan en unidades de almacenamiento masivo.

2.2.2.4. El entorno de los centros de control

La reestructuración de la industria eléctrica ha provocado, y seguirá provocando, cambios en la composición de participantes de los SSEE. Estos cambios causan que los centros de control requieran reordenamiento de su cobertura geográfica y de las funciones que deben realizar. Por ejemplo las no poco frecuentes modificaciones a los esquemas regulatorios implican cambios en las funciones requeridas a los centros de control. También, tanto el ingreso de nuevos participantes en el mercado como la salida de otros, modifica el entorno en el cual el centro de control opera. Un cambio de funcionalidades y responsabilidades puede ser provocado por la tercerización de algunos de los servicios asignados a los centros de control tradicionales o por un cambio tecnológico y/o de innovación.



Figura 2.4: Centro de Control de PJM en Estados Unidos (www.pjm.com)

Los centros de control deben ser capaces no solamente de tratar con otros centros de control sino también con un creciente número de actores en el mercado: agencias reguladoras, productores independientes de energía, grandes productores y consumidores de energía, proveedores de servicio para los centros de control, etc.

Adicionalmente, en la medida que los mercados se expanden y que la red funciona mas congestionada, la operación confiable se vuelve una tarea crítica.

Mantener el sistema funcionando en forma confiable requiere más adquisición de datos, mejores análisis y controles rápidos y coordinados. Alcanzar estos objetivos de confiabilidad y velocidad requiere la evolución hacia sistemas distribuidos.

2.2.3. Casos de Uso

Para comprender las tareas desarrolladas por el Operador de Sistema Eléctrico se analizarán una serie de casos de uso que generalizan las tareas básicas en la operación de la red eléctrica. Un caso de uso es una descripción de los pasos o las actividades que deberán realizarse para llevar a cabo algún proceso. Los personajes o entidades que participarán en un caso de uso se denominan actores. En el contexto de ingeniería del software, un caso de uso es una secuencia de interacciones que se desarrollarán entre un sistema y sus actores en respuesta a un evento que inicia un actor principal sobre el propio sistema.

Para representar gráficamente los casos de uso se aplican los diagramas de casos de uso, que sirven para especificar la comunicación y el comportamiento de un sistema mediante su interacción con los usuarios y/u otros sistemas.

2.2.3.1. Operación normal

La operación normal la principal tarea del operador es abastecer la demanda. Para ello, el operador debe predecir la demanda de energía y la generación no gestionable en cada nodo y programar la generación de todas las centrales para abastecer la demanda dando cabida a toda la generación no gestionable de forma segura para la red.

Hay que destacar que la demanda tiene un perfil variable a lo largo del día con un patrón diferente según el día de la semana y el periodo del año y es afectada, entre otros, por eventos sociales y climáticos.

La tarea de optimizar la generación es a su vez una tarea compleja como ya se ha descrito ya que no solo se trata de un problema de optimización de costes, sino también un problema de restricciones complejas. El desarrollo de la tarea de optimizar la generación se describirá con detalle en los siguientes apartados.

2.2.3.2. Corrección de una violación o reserva

Se define una violación de una variable de estado o de una reserva a la situación en la que la magnitud de dicha variable excede los márgenes establecidos. Por ejemplo, si estando la red en estado seguro, se produce la desconexión de un transformador por actuación de las protecciones quedando otro transformador que

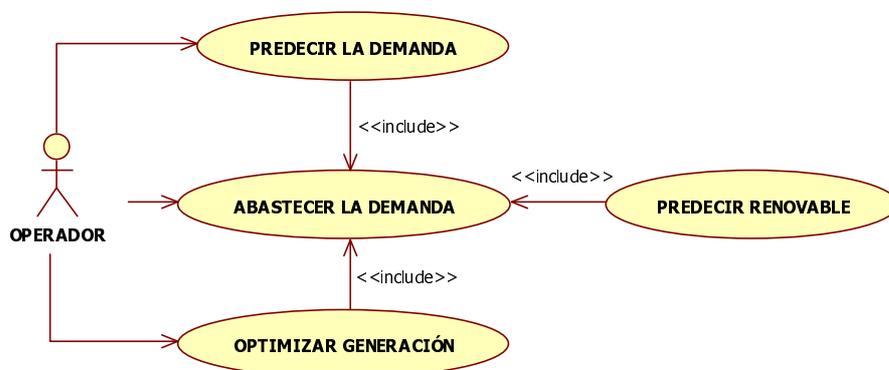


Figura 2.5: Caso de uso: Operación normal

se encontraba en paralelo sobrecargado al 110 %. En estas circunstancias el sistema de protección local le indica al TSO la sobrecarga y le permite un margen 15 minutos para solucionarla o desconectará el transformador para evitar que se dañe. Esto supone una violación de una variable de estado que debe ser corregida. Para ello el TSO dispone de diferentes métodos:

- Modificar el flujo de potencias de la red variando las consignas de generación
- Modificar el flujo de potencias de la red variando la topología de la misma
- Desconectar selectivamente parte de la demanda de la red

Debido a la interrelación entre las variables de la red, es posible que cualquier actuación para corregir esta violación provoque otra violación diferente. Por ejemplo, el TSO puede optar por abrir un interruptor de acoplamiento para redistribuir la potencia por el transformador. Al hacerlo se reduce la tensión del nudo a valores no seguros, provocando el arranque de los sistemas de protecciones. Si se decanta por la opción de desconectar carga llevará al sistema a incumplir su principal objetivo y deberá planificar las acciones necesarias para reponer esa demanda desconectada lo antes posible.

Es por ello que todas las acciones de control sobre la red de transporte deben hacerse teniendo en cuenta el conjunto total de la misma.

Es decir, el operador debe observar las alarmas y detectada una alarma debe proceder a su corrección. Como se ha comentado existen diversas opciones para corregir una alarma así que el operador debe plantearlas todas, evaluar y decidirse por una. Finalmente debe ejecutar y seguir observando la evolución de la alarma.

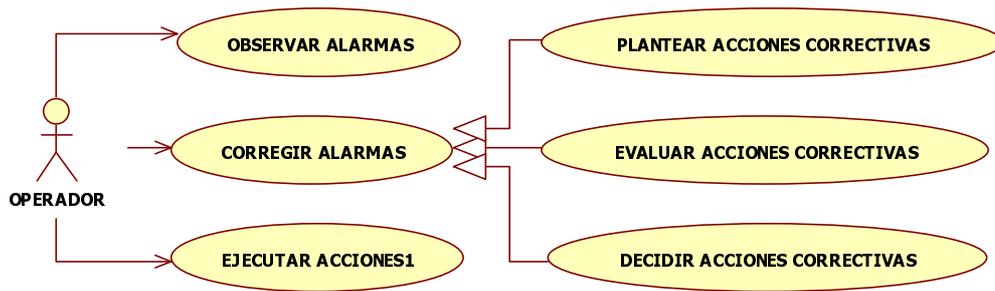


Figura 2.6: Caso de uso: Corrección de una violación o reserva

2.2.3.3. Reposición parcial

Se entiende por reposición a la situación en la que parte de la demanda del sistema no está siendo abastecida. Por ejemplo, si se produce un cortocircuito en una posición de línea en una subestación, se provoca la desconexión de la subestación provocando a su vez la pérdida de toda la red de distribución conectada a la misma.

En estas circunstancias, el operador debe planificar el camino más corto para reponer esa demanda. Para ello establecerá una lista de acciones a realizar en un orden determinado, por ejemplo: Apertura de todas las posiciones de la subestación afectada, cierre del extremo opuesto de la línea no afectada, cierre del extremo local de esa línea y conexión paulatina de la demanda hasta llevar al tope de carga de esta misma línea.

Es un proceso similar al anterior. En este caso el operador debe observar el estado en el que se encuentra el sistema. Si detecta que la demanda se ha dejado de abastecer debe planificar la secuencia de acciones a realizar para reponer el servicio y ejecutarlas según esté planificado.

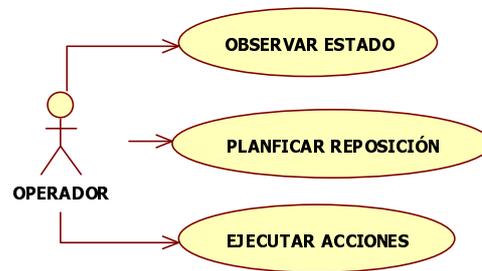


Figura 2.7: *Reposición parcial*

2.2.3.4. Planificación de un mantenimiento

Durante la operación normal y por diversos motivos puede ser necesario, variar la planificación premeditadamente, principalmente por mantenimiento o reparación de las instalaciones. Por ejemplo, si se detecta que un apoyo de una línea aérea de Alta Tensión está deteriorado y es necesaria su reparación. Para ello se debe desconectar la línea durante ese periodo.

En este caso, el operador debe re-planificar toda la generación y toda la red como si esa línea no existiera y comprobar si es posible cumplir los objetivos en esas circunstancias. Si no fuera posible, debe determinar en qué periodo puede realizarse este mantenimiento de forma segura para la red.

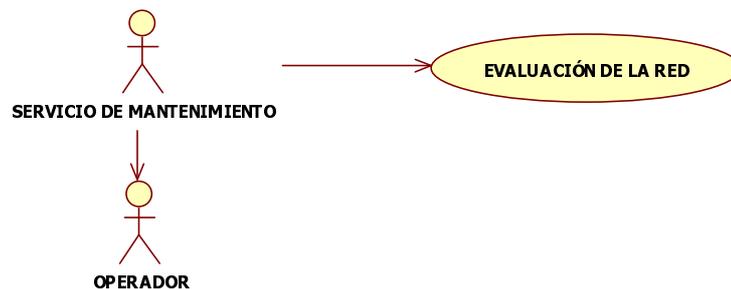


Figura 2.8: *Planificación de un mantenimiento*

2.2.3.5. Disparo de un generador

En el caso contrario al anterior, si estando el sistema en estado normal se produce una desconexión de un elemento de la red (generadores, líneas, transformadores, etc.), el operador debe detectarlo inmediatamente y re-planificar la red de forma urgente. El ejemplo clásico es el disparo por protecciones mecánicas de un generador, provocando una sobrecarga en alguna línea para suplir la disminución de la generación en esa zona. En esta situación, el operador debe modificar toda la programación de la generación, no solo la del instante presente, sino de todo el horizonte de estudio, para cumplir los objetivos del sistema.

Esta situación no solo se aplica a las salidas de elementos de la red de forma no planificada, sino al seguimiento incorrecto de las órdenes emitidas por el operador a los elementos de la red. Los paradigmas de esta situación son el interruptor que no responde a las órdenes de apertura y el generador que no sube de carga. En esta circunstancia, la red se comporta como si ese elemento hubiera salido de la red y por lo tanto el operador debe re-planificar la operación normal estableciendo como restricciones los valores actuales de dichas variables de control.



Figura 2.9: *Disparo de un generador*

2.3. El futuro de los centros de control

La reestructuración ha transformado la operación de los centros de control para la toma de decisiones de ser totalmente centralizada a ser descentralizada coordinada. La industria eléctrica está cambiando, reemplazando monopolios regulados por mercados de generación competitivos. Sin embargo las redes de transmisión permanecen ampliamente reguladas aún. El principio motor de esta reestructuración es la hipótesis de que el mercado competitivo es más eficiente

en la asignación de los recursos. Esto genera un grado de descentralización que previamente no existía, impactando claramente en las exigencias hacia los centros de control.

Resumiendo, los dos mayores cambios producidos por la reestructuración de la industria eléctrica en la estructura de los centros de control son:

- La expansión de las funciones tradicionales del control y supervisión de la operación técnica para incluir la administración de las funciones de negocios relacionados con el mercado.
- El cambio de una estructura monolítica tradicional de centro de control a una variedad de centros de control en la misma red.

Los centros de control actuales se encuentran en la transición de una arquitectura centralizada hacia una arquitectura distribuida requerida por la realidad. Esto está siendo motorizado en gran medida por la evolución tecnológica de la computación y las telecomunicaciones en la última década, lo que ha permitido desarrollar sistemas más descentralizados, integrados, flexibles y abiertos. Estas tecnologías son, entre otras, los protocolos de comunicación de redes digitales, la tecnología orientada a objetos y los middleware.

Llegados a este punto ya se dispone de una visión clara y amplia de la estructura de un centro de control, de sus tareas y sus objetivos. Reconocidos estos hay que plantearse los retos que suponen para los sistemas eléctricos los cambios en la tecnología, la política, la economía, los criterios medioambientales, y sobre todo la liberalización de los mercados eléctricos, tanto en el lado de los productores como en el lado de los consumidores.

Debido al mencionado proceso de liberalización y crecimiento se hace patente la necesidad de un cambio en el sistema de gestión y control de la red eléctrica [152]. A los futuros sistemas eléctricos se les requerirá entre otros:

- Operar los sistemas más cerca de sus límites
- Gestionar cada vez más variables de control y de estado
- Prevenir y asegurar la estabilidad y seguridad del suministro

- Poseer un alto grado de autonomía en la toma decisiones de control
- Mostrar alta velocidad de gestión
- Suministrar robustez, fiabilidad y precisión
- Disponer de adaptabilidad, aprendizaje y evolución

El número de aspectos a controlar crece con la evolución y desarrollo de la red eléctrica. Son tantos los aspectos que se deben coordinar para poder decidir y los tiempos de toma de decisiones tan reducidos, que los métodos habituales no permiten atacar el problema que se nos presenta. Por ello se busca desarrollar un método que satisfaga un gran número de objetivos en tiempo y plazo adecuados.

El esquema de funcionamiento de la red actual es bien conocido y está ampliamente estudiado, pues en este sentido, las políticas de control o los protocolos de actuación frente a incidencias forman parte del corpus de explotación de los mismos.

Sin embargo, la evolución que se está produciendo, en una red que además sufre transformaciones profundas en la naturaleza de su funcionamiento, debidas a situaciones como la presencia masiva de fuentes de generación renovables no gestionables, la penetración prevista y a niveles apreciables del vehículo eléctrico y la problemática asociada que conlleva su recarga a partir de la red eléctrica, o la introducción en el lado del consumo de contadores inteligentes y la puesta en marcha de políticas de gestión de la demanda, lo que introduce importantes distorsiones con respecto al funcionamiento de la red estudiado clásicamente.

Todos estos nuevos problemas están empezando a ser objeto de investigación tecnológica [103]. Un primer elemento a tener en cuenta es que las soluciones anteriormente desarrolladas dejan de ser útiles en una red con generación distribuida, altamente penetrada de renovables y con regulación tanto en producción como en consumo a través de gestión de la demanda.

Además, dada la naturaleza de sistema complejo que presenta la red y la necesidad de valorar las soluciones propuestas, la simulación se convierte en necesaria, algo en lo que hay consenso en la comunidad científico tecnológico.

Aparte de los requerimientos en cuanto a las tareas de control, existen requerimientos en cuanto a las propiedades que debe poseer el sistema de control [9]:

- **Control Distribuido:** Los distintos procesos necesarios para controlar el sistema no pueden tener una estructura centralizada. Tanto la planificación como la ejecución deben ser distribuidas. Teniendo en cuenta que en la red de transporte las soluciones deben ser globales, se requerirá un completo sistema de computación y sincronización.

- **Arquitectura Abierta:** Aunque el propio diseño de una arquitectura puede limitar los cambios realizables, esta tiene que ser lo más fácilmente actualizable posible, de forma que las tareas sean lo más individualizadas posible y las comunicaciones sean transparentes, permitiendo cambios en las funciones y objetivos del sistema de control.

- **Sistema escalable:** La solución planteada tiene que adaptarse a distintos tamaños de red.

- **Sistema autónomo:** Debe ser capaz de operar el sistema de forma 100% autónoma sin la intervención humana, se encuentre en el estado en el que se encuentre el sistema. El que disponga de esta capacidad no implica que el operador humano no puede actuar sobre él.

- **Tolerante a fallos:** Debe ser diseñado de tal forma que ante disfunciones en el hardware o en el software del sistema de control se pueda reconfigurar y adaptar para mantener el control de la red en cualquier circunstancia.

- **Precisión:** Las soluciones aportadas por el control deben ser precisas, no solo en cuanto a los algoritmos concretos que se adopten sino en cuando a las comunicaciones y a la gestión de la información.

- **Rápido:** Las funciones de control en tiempo real, requieren tiempos cortos de ejecución, por lo que su estructura debe minimizar los procesos costosos a favor de procesos más ágiles.

2.4. Revisión del estado del arte y oportunidades de desarrollo

A raíz de lo expuesto en los apartados anteriores, se puede concluir que las tareas de operación del sistema eléctrico pueden agruparse en tres áreas; Programación, Control en tiempo Real, y Reposición. La reposición puede considerarse una tarea de tiempo real, pero debido a su importancia se requiere un análisis individual.

En este apartado se resume la evolución en las técnicas en cada una de las áreas y las soluciones existentes según los diferentes nichos de investigación. Con esta información se plateará el diseño general de cada area.

2.4.1. Área de Programación

Después de lo analizado en los apartados anteriores se puede concluir que la tarea de programación es, sin duda, el corazón del sistema de control y la más importante en la perspectiva futura. Existen diversos métodos de operar la red, pero las tendencias de futuro se orientan a basarse en una programación de la red, de forma que tengamos una previsión lo más precisa posible de cómo va a estar el sistema antes de llegue ese momento. Ese es el principal enfoque de este trabajo.

Programar implica definir el valor del conjunto de variables de control del sistema en cada instante de tiempo:

$$U(t) \tag{2.1}$$

Este vector de variables de control incluye los valores de consigna de generadores y reguladores, estados de aparamenta, toma de transformadores, etc. Inicialmente solo se tienen en cuenta en la programación los valores de las potencias generadas por cada unidad generadora con el objetivo de satisfacer la demanda al mínimo coste posible, esto es conocido como despacho económico de cargas, o por sus siglas en ingles (ED).

Como consecuencia del valor que tome $U(t)$ en cada instante, las variables de estado tomarán consecuentemente el valor [56]:

$$X(t) = f(U(t)) \quad (2.2)$$

En las variables de estado se encuentran todas aquellas variables que pueden medirse en la red y que no son directamente controlables, como las tensiones en los nudos, el desfase de la tensión, la potencia por las líneas y transformadores, etc. Por restricciones de los materiales y los equipos, todas estas variables tienen limitaciones, es lo que se conoce como restricciones en N :

$$G = f(X) \quad (2.3)$$

Para poder operar el sistema es necesario que todas las variables de estado se encuentren dentro de sus límites. Por lo tanto, si se quiere determinar un vector de variables de estado U que sea factible, se deben tener en cuenta este tipo de restricciones. Como solución a este problema surge la línea de desarrollo del flujo de potencia óptimo [43], OPF por sus siglas en inglés, que tiene en cuenta los límites de las variables a la hora de determinar el despacho económico y calcular las pérdidas eléctricas en los equipos en la ecuación de minimización [7, 43].

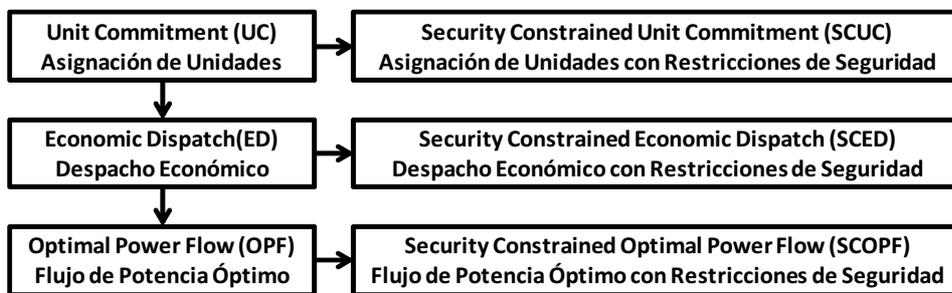


Figura 2.10: Evolución en la programación de sistemas eléctricos

A medida que los requerimientos de disponibilidad y seguridad aumentan en la explotación de los sistemas eléctricos se requiere que estos puedan soportar ciertas contingencias de forma que tras las mismas las variables de estado X continúen dentro de sus límites G y la demanda siga siendo abastecida. Esto requiere prever las contingencias que pueden ocurrir y determinar X para que en el estado post-contingencia se cumplan las restricciones de G . El área que estudia este campo se conoce por su terminología en inglés como System Constrained Optimal

Power Flow (SCOPF) [61, 76], Security Constrained Economic Dispatch (SCED) y System Constrained Unit Commitment (SCUC). Existe una gran diversidad de publicaciones sobre este problema. La línea principal trata de resolver un problema de optimización con el objetivo de mínimo coste utilizando las restricciones de red como restricciones en la optimización [26, 29, 59, 68, 117, 136, 163]. Esta explicación se resume en la Figura 2.10.

Esta línea de trabajo tiene muchas limitaciones:

- Requiere simular la red y determinar si se cumplen todas las restricciones en cada solución propuesta.
- Para la modificación del número y tipo de restricciones se requiere modificar el código
- Solo estudian contingencias de líneas y transformadores de forma estática
- Puede tener problemas de convergencia en sistemas grandes
- No toma en consideración la utilización de otras variables de control para cumplir las restricciones
- Pueden existir violaciones que requieran otras acciones que no sean solo actuar sobre el despacho económico
- Previsible dificultad de actualización, adaptación y escalabilidad.

Actualmente este problema sigue resultando complejo y objetivo de numerosas líneas de trabajo. El principal problema es que, en general, las restricciones planteadas giran en torno a los disparos de líneas y transformadores. Sin embargo, con la modificación del parque de generación (penetración de renovables y generación distribuida), de la gestión de los mercados y de los márgenes que se pueden aplicar a las variables de control en la operación, se hace necesaria la supervisión de nuevas restricciones como por ejemplo:

- Riesgo de deslastre por subfrecuencia ante disparos de generación
- Exceso de corrientes de cortocircuito en la aparamenta de maniobra

- Riesgo de colapso de tensiones

Existen muchos trabajos para atacar de forma individual cada uno de las restricciones planteables, pero no son de fácil integración en los métodos de SCED ó SCOPF, lo que requiere replantear la metodología.

Para resumir el problema planteado se puede enunciar como:

$$\text{Min Coste } f(U()) \quad (2.4)$$

Sujeto a:

$$V(U, X) \quad (2.5)$$

$$R(U, X) \quad (2.6)$$

La expresión anterior indica que el objetivo es minimizar el coste de operación del sistema actuando sobre el vector de variables de control U de forma que se cumplan las restricciones de las variables de estado X y las restricciones de contingencias. Se han agrupado las restricciones en dos tipos atendiendo a aquellas que hacen referencia a parámetros realmente medibles en la red, que denominaremos Violaciones, y las que hacen referencia a parámetros que deben ser calculados, que denominaremos Reservas.

El principal problema surge porque tanto el conjunto V , como el conjunto R , supone un número elevado de restricciones. Además a esto hay que añadir el hecho de que por la topología del sistema puedan existir restricciones que intrínsecamente son susceptibles de ser cumplidas, por lo que se dejan de considerar una restricción y se pasan a considerar como otro objetivo más.

Además, los métodos clásicos actúan solo sobre los generadores, y algunos también sobre los transformadores, pero dentro de las variables de control existen los interruptores e incluso las cargas, por lo que hay que ampliar el espectro de trabajo del método de resolución.

2.4.2. Área de Control en Tiempo Real

Actualmente el control en tiempo real puede organizarse en dos grupos:

- Control Automático
- Control Humano

El control automático lo constituyen los automatismos locales (protecciones, enclavamientos) o globales (AGC) que realizan tareas de protección o regulación. En el caso del AGC (Automatic Generation Control) [105] el sistema reajusta en tiempo real las consignas de las unidades generadoras con el fin de seguir el programa de generación planteado, y así responder a perturbaciones en la red y dar una regulación secundaria.

En el caso de las protecciones, estas son equipos que protegen los diferentes elementos del sistema eléctrico aislándolos de la red en caso de un funcionamiento anormal, como por ejemplo un disparo de línea debido a cortocircuito. Tradicionalmente los sistemas de protección funcionan aislados o en pequeños grupos y la tendencia futura en esta área es el WAMPC (Wide-Area Monitoring, Protection, and Control) [144] que pretende intercomunicar todos los sistemas de protección para implementar mejores técnicas de control y operación.

Actualmente, con los datos obtenidos en tiempo real de la red eléctrica, los centros de control realizan diferentes tareas; estimación de estado, análisis de violaciones, de contingencias, etc., y con los resultados de estos estudios aplican acciones correctivas [91].

Como ya se ha planteado, el objetivo de este trabajo es que todos estos análisis sean realizados en el momento de programar las variables de control, por lo que si los dispositivos que aplican las variables de control son precisos en su propósito, no sería necesario hacer ninguna comprobación en tiempo. Partiendo de esta premisa, las acciones a realizar por los módulos que hagan un control en tiempo real son:

- Supervisar el seguimiento de las consignas
- Supervisar la desconexión no planificada de algún elemento
- Supervisar la calidad del modelo con el que se programa

Como se observa, las tres tareas anteriores son una retroalimentación para comprobar si lo que se planifica se cumple, si lo que se modela se cumple y por último reaccionar a cambios no planificados. Cuando se identifica una de estas tres circunstancias se debe actuar sobre el área de programación.

2.4.3. Área de Reposición

Tras un incidente en la red eléctrica, como puede ser una falta en una línea o el disparo de un generador, puede producirse una desconexión total o parcial de la demanda de energía existente en el momento previo al incidente [130]. Como se verá en el Capítulo 3, cuando parte o la totalidad de la demanda no resulta abastecida decimos que el sistema se encuentra en estado de *Reposición*, donde ahora su objetivo cambia de minimizar los costes a minimizar la demanda afectada [3].

Ante esta situación, el operador debe realizar las siguientes tareas:

- Identificar y aislar el origen del incidente
- Identificar los elementos de la red afectados y disponibles
- Trazar un plan de acciones que permita reabastecer la demanda

Trazar el plan de acciones es la principal tarea del módulo de reposición [104]. En lugar de seguir las ordenes del despacho económico, se deben seguir las ordenes de la reposición óptima [63], donde los objetivos de esta optimización pueden resumirse en [2]:

- El plan de reposición (conjunto de operaciones apertura-cierre a realizar para alimentar las zonas sin suministro) debe encontrar la solución que minimice el tiempo de reposición de la demanda perdida.
- Minimizar el número de maniobras. Esta idea está íntimamente relacionada con minimizar el tiempo de maniobra, ya que para redes de distribución que no están completamente automatizadas, cada maniobra tiene asociado un tiempo. También las maniobras disminuyen la vida de los equipos, por lo que minimizar maniobras minimiza el coste de operación de la red.
- Reponer los máximos consumos posibles.
- La configuración de la red una vez repuesta la zona sin suministro, debe mantenerse lo más parecida posible a la configuración original. Es consecuencia de minimizar maniobras y tiempos y de que la red esté explotada en las mismas condiciones de antes del fallo.

- No debe haber sobrecargas, ya que estas provocarían de nuevo en el sistema la desconexión de parte de la red.

2.5. Sistemas Inteligentes

2.5.1. Introducción a los Smartgrid

Aunque no existe una definición consensuada, el concepto de SmartGrid, en principio puede asociarse a la mejora de los sistemas de energía eléctrica actuales que generalmente funciona distribuyendo la misma desde algunas centrales eléctricas a millones de usuarios. SmartGrid realiza una distribución más optimizada de esta energía permitiendo una mejor respuesta ante situaciones en que las centrales de distribución sean extresadas por el alto consumo.

Según la SDD, Strategic Deployment Document [109], documento oficial del proyecto SmartGrid en la Unión Europea, la SmartGrid es una red eléctrica que puede integrar de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados. generadores, consumidores y aquellos que actúan de ambas maneras a fin de producir un abastecimiento seguro de energía eléctrica.

Esta red emplea nuevas tecnologías y ofrece nuevos servicios como monitorización inteligente, control y comunicación para:

- Facilitar la conexión y operación de generadores de cualquier tamaño y tecnología.
- Permitir a los usuarios formar parte activa del sistema.
- Proveer a los consumidores de mayor información y opciones de abastecimiento.
- Reducir el impacto ambiental de los sistemas de abastecimiento eléctrico.
- Ofrecer un abastecimiento energético más seguro y confiable.

SmartGrid es un una unión de tecnología, impacto ambiental, conjunto de leyes de regularización, ICT (Information and Communication Technology) y estrategias de migración, así como el control por parte de los gobiernos para su

correcta aplicación y aprovechamiento. Este sistema intenta cambiar el sistema centralizado de distribución actual, permitiendo incluso que cada uno de los hogares pueda tener sus propios recursos que le permitan no depender exclusivamente de las centrales eléctricas, con lo que se logra una menor sobrecarga de los sistemas actuales. Esto se lograría utilizando tecnologías que permitan regular el consumo de energía y el almacenamiento de energía natural (como la solar o la eólica) que podría ser utilizada por los hogares o incluso, comercializada por los mismos, generando así un nuevo mercado abocado a mejorar las condiciones de vida de la sociedad a través de un recurso imprescindible en estos días.

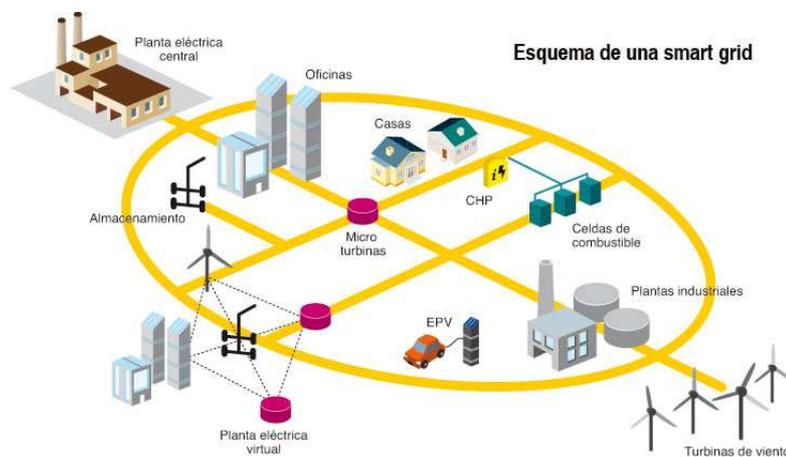


Figura 2.11: *Esquema simplificado de operación de smartgrid [141]*

Según la SDD, los principales desafíos que mejorarán la eficiencia del uso de la energía y la reducción del consumo del Carbono entre el 2020 y el 2050, así como la reducción de la dependencia con los sistemas de distribución de energía y la seguridad de las líneas son:

- Asegurar que exista suficiente capacidad de transmisión para interconectar las Fuentes de energía, especialmente las renovables a lo largo de Europa.
- Desarrollar conexiones eficientes para el máximo aprovechamiento de la energía eólica marítima.
- Desarrollar arquitecturas descentralizadas, habilitando sistemas de suministro de energía de menor magnitud para operar de manera armoniosa con el sistema completo.

- Crear la infraestructura de comunicación necesaria para lograr la operación de las distintas partes y su manejo en un único mercado.
- Permitir que los consumidores, con o sin sus propios generadores, sean capaces de jugar una rol activo en la operación del sistema, incluso participando en la gestión de la demanda.
- Permitir la generación, demanda y uso de energía inteligente.
- Utilizar los beneficios del almacenamiento de la energía.
- Preparar el camino para el uso de vehículos eléctricos, acomodando todas las necesidades de los consumidores.

El trabajo propuesto pretende formar parte de este desafío proporcionando una metodología de operación que facilite la obtención de los desafíos planteados basándonos en las tecnologías de agentes inteligentes.

2.5.2. Agentes Inteligentes

Antes de comenzar con la definición de agentes inteligentes, es importante aclarar el significado del término agente [128]; y aunque si bien no existe una definición universalmente aceptada, se puede decir que la autonomía es una característica central de agencia. La dificultad para encontrar una clara definición proviene del hecho de que los atributos asociados a los agentes están ligados estrechamente al dominio o contexto sobre el cual se tratan. Así es que, para ciertas aplicaciones por ejemplo, la habilidad de los agentes para aprender es de suma importancia; para otras aplicaciones el aprendizaje no solo podría no ser útil, sino hasta una característica no deseada.

Por tanto, es necesario concluir en una definición que no pierda generalidad pero a la vez permita centrarnos en el contexto de los sistemas de información y comunicación. Desde este punto de vista, podríamos decir que: un agente es una unidad computacional situada en algún ambiente, y que es capaz de actuar autónomamente en este entorno con el fin de lograr sus objetivos.

De esta definición se desprenden tres puntos importantes [21]. En primer lugar se refiere a agentes en sentido general, sin entrar en detalles hacia los agentes

inteligentes. En segundo lugar, la definición no especifica el tipo de ambiente que el agente puede ocupar, manteniendo así la generalidad buscada. Y en tercer y último lugar, la autonomía se refiere a la capacidad de desarrollar tareas sin la intervención humana u otros sistemas; los agentes tienen el control de su propio estado interno y de la actuación sobre el entorno en el cual se desarrollan.

La figura 2.12 muestra un esquema abstracto de la formulación anteriormente citada. En este diagrama se puede observar la salida (acciones) generada por el agente con el fin de modificar el entorno. En la mayoría de los medios razonablemente complejos, es probable que el agente no posea un control completo del mismo, surgiendo así posibles fallos en el intento por provocar el efecto deseado. Por lo tanto, para todos y tanto para los casos más triviales de ambientes, el agente debe estar preparado para la posibilidad de fallos. En síntesis, los agentes deben estar preparados para ambientes no-determinísticos.



Figura 2.12: *Interacción de agente y entorno*

Normalmente un agente posee un repertorio de acciones disponibles que representan las capacidades de actuación: su habilidad para modificar el ambiente. No todo este conjunto de acciones puede ser utilizado en cualquier situación, y la selección de cada una de ellas depende de pre-condiciones que definen las posibles situaciones donde pueden aplicarse.

El verdadero problema de un agente reside en la decisión de que acciones debe realizar para satisfacer de la mejor manera posible sus objetivos. El modelado de la toma de decisiones es un aspecto clave en el diseño de la arquitectura de los agentes y va a depender de las características del entorno, entre ellas:

- **Determinístico vs. No-determinístico:** Un ambiente determinístico es aquel en el cual cualquier acción tiene un efecto simple garantizado, no hay incertidumbre acerca del estado resultante luego de la acción. Por desgracia,

el mundo físico en general es no, determinístico, y esto presenta grandes problemas y desafíos para el diseño de los agentes.

- **Estático vs. Dinámico:** Un ambiente estático es aquel sobre el cual puede asumirse que permanece sin cambios excepto cuando el agente realiza sus acciones. En cambio, en un ambiente dinámico existen otros procesos que operan sobre el mismo, y los cambios que se producen van más allá del control del agente.
- **Discreto vs. Continuo:** Un ambiente es discreto si existen un número fijo y finito de acciones a efectuar y eventos que pueden observarse.

En resumen, los agentes son sistemas capaces de actuar autónomamente en algún ambiente o contexto para lograr sus objetivos de diseño. Un agente típicamente va a medir su medio (a través de sensores físicos en el caso de agentes situados en el mundo real, o a través de sensores de software en el caso de agentes situados en sistemas informáticos), y va a tener disponible un repertorio de acciones que pueden ser ejecutadas para modificar el ambiente, el cual puede responder de una forma no-determinística a las acciones efectuadas.

No nos referimos a inteligencia cuando hablamos de autonomía, ni cuando hablamos de capacidad de acción sobre el medio ambiente, ni aun cuando la arquitectura del agente esta diseñada para operar sobre ambientes no-determinísticos. Entonces, ¿que hace a un agente ser inteligente? En sí mismo, la palabra inteligencia no es fácil de definir en el sentido amplio, pero para nuestro propósito puede decirse que un agente inteligente es capaz de actuar flexible y autónomamente a través de sus acciones con el fin de lograr sus objetivos, donde la flexibilidad tiene las siguientes tres características principales [65]:

- **Reactividad:** los agentes inteligentes son capaces de percibir su medio ambiente y responder a tiempo a los cambios que ocurren en él con el fin de lograr sus objetivos.
- **Pro-actividad:** los agentes inteligentes son capaces de exhibir comportamientos dirigidos hacia sus objetivos, tomando la iniciativa para lograrlos.

- **Habilidad social:** los agentes inteligentes son capaces de interactuar con otros agentes (posiblemente humanos) con el fin de lograr sus objetivos.

2.5.3. Sistemas Multiagente

Un sistema en el cual interviene más de un agente, involucra el concepto de sistemas multiagente (SMA) (Figura 2.13), y se define como una asociación de agentes que trabajan juntos para resolver problemas que van más allá de sus capacidades individuales [149].

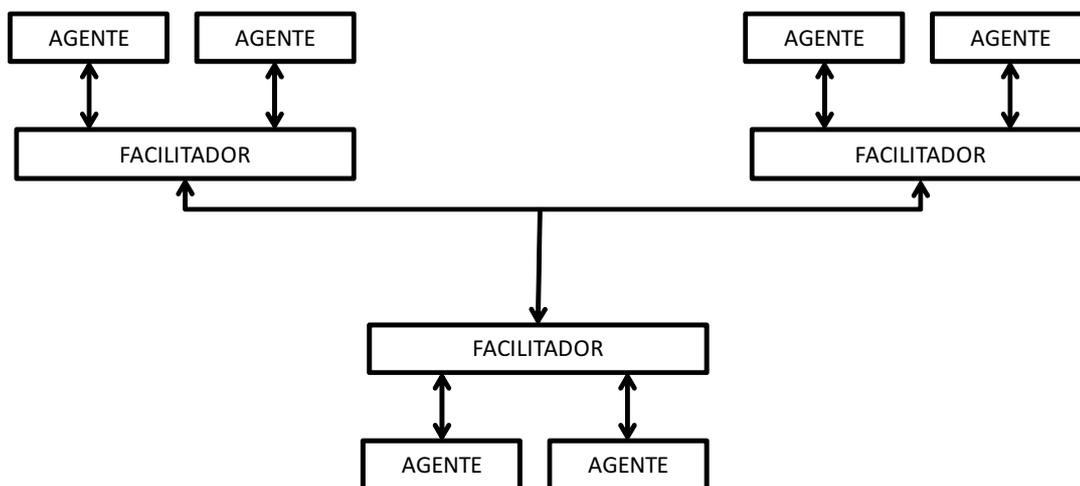


Figura 2.13: *Sistema multiagente*

Según [19] un SMA está formado por un conjunto de entidades agentes que coordinan sus habilidades para resolver problemas individuales o globales. Un sistema distribuido puede ser visto como un SMA, en el cual los nodos son sistemas de inteligencia artificial y su conducta produce un resultado conjuntamente inteligente.

El desarrollo y la investigación en los SMA están principalmente orientados a la coordinación de las actuaciones entre los agentes que los forman, como conjugar sus conocimientos, objetivos, habilidades y planes para que conjuntamente puedan ayudar a resolver problemas.

Para poder obtener comportamientos coherentes en los sistemas, los agentes individuales no deben sólo ser capaces de compartir su conocimiento sobre los

problemas y soluciones que posean, sino que también deben tener en cuenta los procesos de coordinación y control global, la consecución de los objetivos marcados para el sistema, e incluso la representación general del mismo, por lo que las tareas de coordinación dentro de un SMA pueden ser complicadas.

La inteligencia de un SMA puede alcanzarse de dos maneras. En primer lugar, mediante el uso de agentes inteligentes para el sistema. En segundo lugar, usando agentes reactivos. Estos sistemas considerados como un todo, exhiben características particulares que deben ser analizadas previo al diseño de una solución; estructura social, cooperación, coordinación, negociación y control.

2.5.3.1. Estructura social

La estructura social define la forma en la que el grupo de agentes esta constituido en un instante dado y esta relacionada con la estructura de los componentes funcionales del sistema, sus características, sus responsabilidades, sus necesidades y la manera como realizan sus comunicaciones.

Se puede considerar que una sociedad de agentes esta constituida por tres elementos: un grupo de agentes, un conjunto de tareas a realizar y un conjunto de recursos.

De acuerdo al tipo de comunicación, al modo de cooperación entre agentes y a su tipo, se pueden distinguir tres tipos de organizaciones:

- Estructura centralizada. Existe un agente que controla la interacción de los demás agentes del sistema porque tiene la información o la funcionalidad para hacerlo.
- Estructura horizontal. Este tipo de configuración existe cuando todos los agentes que integran un sistema están al mismo nivel, es decir, no hay ningún agente que haga las veces de maestro o supervisor, ni tampoco agentes esclavos.
- Estructura jerárquica. En esta configuración los agentes trabajan en diferentes niveles de abstracción de un problema. En un mismo nivel se establece una configuración horizontal, si hay más de un agente. Para resolver un

problema cada agente divide el problema en subproblemas que él puede resolver, subproblemas que puede resolver con la cooperación de los agentes que están al mismo nivel y subproblemas que sabe que los agentes de niveles inferiores de la jerarquía pueden resolver.

- Estructuras *ad hoc*. Esta configuración puede ser una mezcla de las tres anteriores. Se caracteriza porque la dinamicidad de la estructura esta regida por el ajuste mutuo entre los pequeños grupos de agentes en el sistema.

2.5.3.2. Cooperación

En un SMA existen dos tipos de tareas que deben ser realizadas: las tareas locales y las tareas globales. Las tareas locales son las tareas relacionadas con los intereses individuales de cada agente y las tareas globales son las tareas relacionadas con los intereses globales del sistema. Las tareas globales son descompuestas en subtareas para que cada una de ellas sea abordada por un agente de acuerdo a sus habilidades. Luego se integran los resultados para llegar a la solución global. Se considera que un conjunto de agentes cooperan cuando un observador externo puede describir como cooperativas las acciones realizadas por los agentes. Un ejemplo típico es la cooperación que se establece en una sociedad de hormigas [39].

Para que los agentes puedan cooperar de manera eficiente, cada uno de ellos debe tener ciertas características:

- Poseer un modelo bien definido del entorno, que le permite localizar a los demás agentes, saber cómo comunicarse con ellos y qué tareas pueden realizar.
- Poder integrar información de otros agentes con la suya, para formar conceptos globales o conocimiento conformado por varios agentes.
- Poder interrumpir un plan que se esté llevando a cabo para ayudar o atender a otros agentes para que puedan cooperar entre sí.

2.5.3.3. Coordinación

La coordinación es la integración y el ajuste del trabajo individual con el fin de alcanzar una meta mayor [47]. La coordinación entre un grupo de agentes

les permite considerar todas las tareas a realizar y tener cuidado de no ejecutar acciones indeseables. Estas acciones pueden ser que los agentes no generen y comuniquen subsoluciones que lleven al progreso en la solución de un problema, que los agentes generen y comuniquen resultados redundantes, o que surja una distribución inapropiada de la carga de trabajo entre los agentes.

Hay varios modelos de coordinación de acciones entre agentes, de los cuales se destacan dos:

- Coordinación global. Cuando el SMA determina y planifica globalmente las acciones de los diferentes agentes.
- Coordinación individual. Cuando el SMA le da completa autonomía a los agentes para que decidan qué hacer e intenten resolver localmente los conflictos que detecten con otros agentes.

2.5.3.4. Negociación

Para que los mecanismos de cooperación y coordinación sean exitosos en un sistema de agentes, debe existir un mecanismo adicional, por medio del cual los integrantes de un sistema se puedan poner de acuerdo cuando cada agente depende de sus propios intereses, llevándolos a una situación que los beneficie a todos teniendo en cuenta el punto de vista de cada uno. Este mecanismo es llamado negociación [57].

Los procesos de negociación tienen como resultado la modificación o confirmación de las creencias de cada agente involucrado, en lo relacionado con los demás agentes y con el mundo en el que se desenvuelve.

La negociación se puede observar bajo una perspectiva racional que la describe como un proceso de seis pasos:

- Definir el problema
- Identificar aspectos
- Ponderar criterios
- Generar alternativas

- Evaluar alternativas
- Formular solución

Para llevar a cabo el proceso de negociación se tienen en cuenta las siguientes dos reglas:

- Consenso o unanimidad. Una decisión se toma cuando todos los miembros de un grupo están de acuerdo con dicha decisión. Es posible que se llegue a esto después de negociar varias veces la decisión.
- Mayoría. Una decisión se toma cuando la mayoría de los miembros de un grupo esta de acuerdo con dicha decisión. La definición de mayoría depende del sistema y se puede relacionar con el número de votos a favor de una decisión.

2.5.3.5. Control

El control se relaciona directamente con la determinación de cuáles son las subtarear más importantes a realizar en un momento dado, determinar qué contexto deben ser usados en la solución de esas actividades, así como estimar el tiempo de generación de dicha solución y evaluar si el tratamiento de un problema ha sido generado.

El control puede aplicarse bajo dos tendencias: control global y control local. El control global se relaciona con tomar decisiones basándose en datos obtenidos a partir de la información de todos los agentes del sistema; el control local se relaciona con tomar decisiones basándose sólo en datos locales.

2.5.4. Estándar de plataformas multiagente

Las características básicas de las plataformas multiagente, entre ellas las comunicaciones, pueden encontrarse recogidas en los estandares de la Foundation for Intelligent Physical Agents (FIPA), que es un organismo para el desarrollo y establecimiento de estándares de software para agentes heterogéneos que interactúan y sistemas basados en agentes.

FIPA fue fundada como una organización suiza sin ánimo de lucro en 1996 con el ambicioso objetivo de definir un conjunto completo de normas para la implementación de sistemas en los que se puedan ejecutar agentes (plataformas de agentes) y especificación de cómo los propios agentes se deben comunicar e interactuar. La organización suiza se disolvió en 2005 y un comité de estándares IEEE se creó en su lugar.

Los estándares FIPA más ampliamente adoptados son las especificaciones Agent Management y Agent Communication Language (FIPA-ACL) [49].

FIPA se encarga de producir especificaciones para la interacción de agentes y sistemas de agentes heterogéneos. Estas especificaciones comprenden principalmente la infraestructura (servicios, formatos) y las aplicaciones de agentes. Sin embargo, y a pesar de coexistir un gran número de implementaciones que cumplen estos estándares, existen algunas diferencias salvables que evitan una total comunicación entre diferentes plataformas. Estas diferencias surgen de las diferentes suposiciones o elecciones que se realizan durante la implementación de las plataformas sobre aquellos aspectos que no han sido cubiertos en una especificación FIPA.

Una plataforma de agentes FIPA se define como el software que implementa un conjunto de especificaciones FIPA. Para que se considere que sigue las normas de FIPA, una plataforma debe implementar al menos la especificación sobre la gestión de agentes [49] y las relativas al lenguaje de comunicación de agentes (ACL) [48]. La primera se ocupa del control y gestión de agentes dentro de y a través de plataformas de agentes. Las relativas al ACL se encargan del formato de los mensajes, los protocolos de interacción y de intercambio de mensajes entre agentes, la descripción de actos comunicativos que definen la semántica de los mensajes intercambiados y los diferentes lenguajes para expresar el contenido de un mensaje (lenguaje de contenido).

Para la implementación de la propuesta de este trabajo se analizarán las plataformas FIPA existentes que mejor se adapten a las necesidades del trabajo.

2.5.5. Evaluación plataformas multiagente

Desde hace algunos años, las tecnologías de agentes ha comenzado a dar soluciones innovadoras en aplicaciones y servicios de diversa índole como agentes que controlan el correo electrónico, supervisan procesos del sistema operativo, realizan comprobación de virus en tiempo real, controlan la descarga de archivos o alertan sobre actualizaciones de software.

En el dominio de soluciones basadas en agentes se ha desarrollado y expandido significativamente en los últimos años. Los agentes inteligentes actúan en favor de los usuarios para encontrar y filtrar información, negociar servicios, automatizar tareas complejas, y colaborar con otros agentes para resolver problemas complejos.

Dada la importancia y crecimiento de ésta paradigma de software, se hace imprescindible el uso de herramientas de trabajo que asistan su desarrollo y despliegue. Estas herramientas pueden agruparse en dos categorías según enfoquen su esfuerzo en el desarrollo de aspectos específicos de agentes (Agent Toolkits) o en el desarrollo de un marco para el despliegue de comunidades de agentes (MultiAgent Toolkits o Plataformas de Agentes). A continuación se resume una exploración de algunas de las herramientas de agentes existentes mas difundidas en el mercado.

2.5.5.1. Agent Toolkits

- *ABLE (Agent Building and Learning Environment)*: es un ambiente de trabajo basado en Java para el desarrollo y ejecución de agentes inteligentes híbridos y aplicaciones agentes. Fue desarrollado por IBM. Este modelo está basado en componentes denominados AbleBeans, que proveen capacidades de acceso a datos, filtrado y transformación, aprendizaje y razonamiento.
- *AgentBuilder*: Desarrollado por Reticular System Inc. es una suite de desarrollo de agentes construida en Java. Esta herramienta utiliza un lenguaje de programación de alto nivel orientado a agentes.
- *JESS*: Es una aplicación en Java que implementa el ambiente estándar basado en reglas CLIPS desarrollado por la NASA. JESS fue desarrollado en Sandia National Laboratory, y sin ser una plataforma de agentes, JESS provee

una interfaz APRA para desarrollar agentes con capacidades de toma de decisión basados en reglas lógicas.

2.5.5.2. MultiAgent Toolkits

- *JADE (Java Agent Development framework)*: es un marco para el desarrollo de aplicaciones de agentes en conformidad con las especificaciones FIPA que soporta la interoperabilidad entre sistemas multiagentes. Desarrollado por CSELT y Computer Engineering Group de la Universidad de Parma proporciona un entorno de ejecución de agentes y una herramienta de desarrollo de agentes.
- *JATLite (Java Agent Template, Lite)*: es un paquete de plantillas escritas en java que permite a los usuarios crear rápidamente agentes de software que se comunican en red de manera robusta. JATLite además provee una infraestructura básica donde los agentes se registran usando un nombre y contraseña, se conectan y desconectan de la red, envían y reciben mensajes, transfieren archivos y generalmente intercambian información con otros agentes de las computadoras donde se ejecutan.
- *MAST Multi Agency Support Team*): fue concebida como una plataforma distribuida de propósitos generales para la cooperación de múltiples agentes, con un énfasis profundo en los aspectos del intercambio de conocimiento entre agentes.
- *Zeus*: es una herramienta de construcción de agentes desarrollado por British Telecom que asiste en la creación de agentes que cooperan sistemas que comprenden una comunidad de agentes que trabajan juntos para lograr un objetivo en común.

Lo que realmente diferencia a estas herramientas de desarrollo es el enfoque de la implementación realizada, que en general se orienta al interior de los agentes o a la plataforma de ejecución y los conceptos de comunicación y distribución del conocimiento. Es decir, algunas implementaciones han volcado su esfuerzo en el desarrollo de agentes con capacidades ya incorporadas basadas en herramientas

de inteligencia artificial, algoritmos de búsqueda y patrones de software definidos como lo son: ABLE, Jess, etc. Otras implementaciones han otorgado mayor importancia al modelo de ejecución para permitir el desarrollo de comunidades de agentes generales que puedan interactuar y desarrollar actividades en pro de sus objetivos, tal es el caso de JADE, MAST y JATLite.

Haciendo un análisis de las soluciones disponibles se detectan dos aspectos importantes a tener en cuenta.

En primer el lenguaje de programación; según el estudio realizado sobre las implementaciones en uso, se identifica que la mayoría de desarrollos están basados en Java, que como lenguaje orientado a objetos, permite el modelado e implementación de algunos de los conceptos generales de agentes en forma nativa, a la vez que permite la integración transparente de mecanismos de conectividad y comunicación entre puestos de trabajo en red (hosts).

En segundo lugar, se da prioridad a las implementaciones basadas en estándares y que a la vez aportaran un marco favorable para la experimentación de los requerimientos definidos en este trabajo. Por estas razones se seleccionó a la plataforma de desarrollos JADE.

2.5.5.3. Plataforma JADE

JADE (Java Agent Development framework) [14] es una plataforma para el desarrollo de aplicaciones de agentes en conformidad con las especificaciones FIPA que soporta la interoperabilidad entre sistemas multiagentes. Desarrollado completamente en Java por CSELT y el Computer Engineering Group de la Universidad de Parma, proporciona:

- Un ambiente de ejecución de agentes.
- Una librería de clases disponible (directamente o adaptándolas) para desarrollar agentes específicos.
- Un conjunto de herramientas gráficas que permiten administrar, monitorizar y depurar la actividad de los agentes en ejecución.

La plataforma JADE puede ser definida desde dos puntos de vista diferentes. En primer lugar, JADE es un marco para la ejecución de agentes en conformi-

dad con FIPA, dando soporte a aplicaciones de agentes donde sea que necesiten explotar las características cubiertas por las especificaciones del estándar FIPA (transmisión de mensajes, control del ciclo de vida de agentes, etc.). En segundo lugar, JADE es una plataforma para el desarrollo de aplicaciones de agentes en conformidad con FIPA, haciendo que los elementos especificados por el estándar estén disponibles al programador a través del paradigma de la programación orientada objetos.

El objetivo principal de la plataforma JADE es proveer un soporte de ejecución para los componentes de software que pueden considerarse agentes de acuerdo a: rasgos fundamentales de autonomía (esto es, la capacidad de tomar la iniciativa sin estímulos externos) y sociabilidad (esto es, la capacidad de interactuar con otros agentes jugando un rol definido en la sociedad). Para perseguir este objetivo, JADE fue desarrollado bajo las especificaciones del estándar FIPA desde un comienzo como ya se ha comentado.

Una de las características más importantes especificadas en FIPA, es la disponibilidad en cada plataforma de servicios del sistema implementados por dos agentes principales. El primer servicio/agente es el Agente Administrador del Sistema (AMS - Agent Management System), cuya responsabilidad es la de controlar el ciclo de vida de todos los agentes en la plataforma, y proveer un servicio de páginas blancas asociando los identificadores lógicos de los agentes (nombres únicos) al estado actual e información de direcciones (ubicación de los agentes). El segundo servicio/agente es el Directorio de Agentes (DF - Directory Facilitator), trabajando como un servicio de páginas amarillas con capacidades básicas de búsqueda.

JADE de acuerdo con FIPA, inicia automáticamente un agente AMS y un DF de manera predeterminada cuando se ejecuta la plataforma. El Agente AMS posee un alto grado de privilegios debido a su responsabilidad en la administración de la plataforma y existe una única instancia del mismo en una plataforma en cualquier momento dado. El agente DF, por otra parte, no tiene ningún privilegio particular, sino que es un agente que implementa el servicio mediante el uso de una base de conocimiento y un motor de búsqueda. Por lo tanto, JADE permite cualquier número de agentes DF en una plataforma, más allá de que una instancia de este agente sea iniciado automáticamente cuando se arranca la plataforma.

Otro elemento obligatorio de una plataforma en conformidad con FIPA es el protocolo de transporte usado para despachar los mensajes ACL (Agent Communication Language) a través de la red, para lograr la comunicación de mensajes entre diferentes plataformas basadas en las especificaciones FIPA. Este protocolo se define como Protocolo de Transporte de Mensajes (MTP - Message Transport Protocol). En una red basada en el protocolo TCP/IP (ambientes de red fijos) FIPA indica el uso de la codificación XML sobre HTTP o de la codificación CORBA IDL sobre IIOP. JADE soporta ambas opciones, permitiendo a las aplicaciones explotar todo el rango de medios de comunicación disponibles por FIPA.

La Figura 2.14 muestra un esquema general de la plataforma JADE. Comparando este esquema con la arquitectura de la plataforma de referencia FIPA, la diferencia más obvia es el hecho de que la plataforma JADE puede estar distribuida entre varios computadores de una red (host), mientras que aparece como una entidad simple y coherente a la vista de los otros sistemas basados en las especificaciones FIPA que lo rodean.

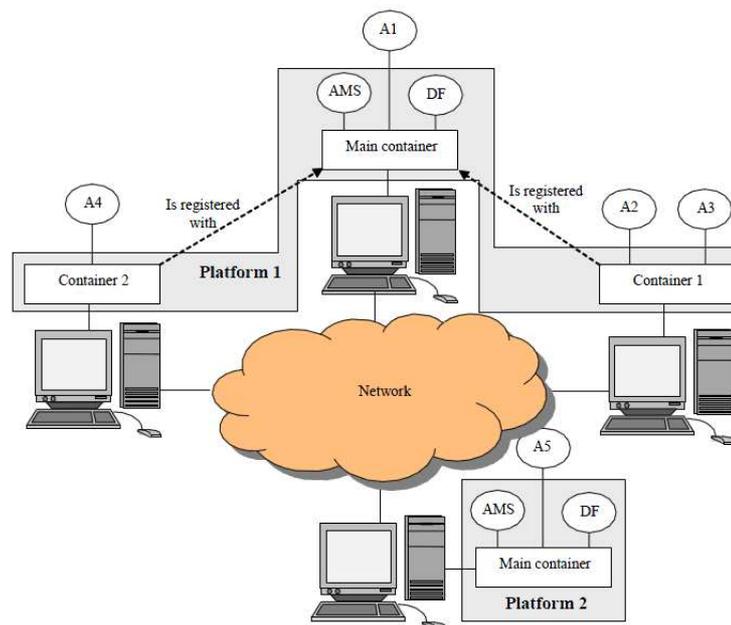


Figura 2.14: Despliegue de dos plataformas JADE en 4 computadoras [14]

Cuando se ejecuta JADE, pueden vincularse muchas instancias de la Máquina Virtual de Java (JVM) para formar una plataforma: cada una de ellas ejecuta

un programa denominado Contenedor de Agentes (Agent Container) [15]. Cada contenedor de agentes puede ejecutar cero o más agentes, y cada host puede ejecutar uno o más contenedores de agentes. Finalmente una plataforma de agentes JADE puede estar distribuida en uno o más contenedores.

2.5.6. Aplicaciones en la operación de sistemas eléctricos

La aplicación de sistemas multiagente a problemas eléctricos se ha extendido en los últimos años, debido a su flexibilidad, potencial y a la mejora de los sistemas de hardware. En general la mayor parte de las aplicaciones que se pueden encontrar son aplicaciones restringidas a problemas concretos entre los que cabe destacar; despacho económico [146,158], localización de faltas [96], control de tensiones [140], control de frecuencia [41], control de generación distribuida, control de microredes [40], gestión del lado de la demanda [133] o reposición del sistema [130].

Esta extensa lista de aplicaciones a problemas concretos podemos agruparlas en tres nichos de investigación:

- Mercado eléctrico: Todo lo relacionado con la investigación en el área de la optimización de costes, mercados competitivos, gestión de vehículos eléctricos, generación distribuida e incluso la denominada gestión del lado de la demanda. Son soluciones orientadas a aspectos económicos aunque en algunos trabajos se incluyen aspectos técnicos en general como restricciones adicionales del problema.
- Control en tiempo real: Son soluciones multiagentes de carácter reactivo y distribuido. Su comportamiento es semejante a los sistemas de control en lazo cerrado. Leen parámetros de la y modifican consignas en tiempo real para mantenerlos entre márgenes, o bien son reactivos a ciertos eventos en el sistema eléctrico que desembocan en ciertas acciones [20].
- Operación global de la red: Soluciones orientadas al control completo de un sistema eléctrico. Este es el campo de exploración del presente trabajo, la mayoría de las referencias disponibles son solo artículos de posicionamiento y primeras aproximaciones simplificadas [147].

Desarrollando más este último punto, que es el de interés, podríamos hacer otra clasificación en función de la fuente y el objetivo de la investigación:

- Desarrollo comercial
- Desarrollo científico

El desarrollo comercial es aquel generado por los proveedores de sistemas de control (ABB [87], Siemens o Areva [72] por citar los más destacados) y por los operadores del sistema [139]. Sobre este grupo es poca la información disponible ya que es un trabajo para el desarrollo de productos comerciales con fines económicos. Entre la información disponible se encuentran algunos artículos de posicionamiento muy interesantes y conferencias que, aunque no entran en detalles de las soluciones aplicadas, permiten identificar la definición del problema que han realizado y estimar su enfoque. Sin duda es una de las fuentes más interesantes ya que están de la mano de las necesidades tecnológicas reales de los consumidores finales y proporcionan una visión más cercana a la realidad.

El segundo grupo son los trabajos desarrollados en centros de investigación. El problema que se pretende resolver es bien conocido, sin embargo el enfoque resulta algo novedoso. Existe mucha bibliografía relacionada con el despacho económico de cargas y con el flujo de potencias óptimo e incluso flujo de potencias óptimo con restricciones de red. Se incluye aquí la aplicación de sistemas multiagente para el desarrollo de un nuevo sistema de defensa que evalúe las vulnerabilidades de los sistemas eléctricos de potencia, monitorice los fallos de los dispositivos de protección y genere acciones de control adaptativo para prevenir fallos catastróficos y secuencias de eventos en cascada [42, 81].

Existe gran variedad de publicaciones que hacen acercamientos al problema del control en el nivel de la red de distribución [12, 34]. En la actualidad estos trabajos se orientan hacia los desafíos que plantea la integración de las Smargrid en las redes de distribución [69, 118, 159]. Estos trabajos son de gran interés pero su orientación es demasiado específico para poder generalizarlo.

En cuanto al nivel de control global se presentan interesantes publicaciones; en la aplicación de sistemas multiagente [52, 93], en la toma de decisiones distribuida [162], en la definición de requerimientos [58, 131], en la coordinación entre niveles [73] y en la implementación de primeros acercamientos [33, 157].

En [83, 127, 132] se discuten los problemas del modelado de esquemas de control, y en [142, 148] se identifica la necesidad de un método sistemático de aprendizaje automático para poder aprender y actualizar las capacidades de toma de decisión de los controladores de los sistemas eléctricos de potencia. Dado uno de ellos operando con la asistencia de nuevos dispositivos de control, comunicaciones avanzadas y hardware de computación, emerge una aproximación de control como un modo atractivo para abordar la complejidad creciente en el control de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia. En [45] se propone un interesante y seminal marco computacional basado en aprendizaje mediante refuerzo para el control de estabilidad.

En lo que se refiere a los simuladores a utilizar para desarrollar esquemas de control para la red inteligente, resulta fundamental la reciente referencia [119], que es un artículo de posicionamiento (positioning paper) que describe cuáles son los retos a abordar por la simulación para la red inteligente y cuál debe ser la aproximación a tomar para implementarla.

Se incluye aquí también una referencia algo más clásica [106], pero en la que se sentaron bases conceptuales para lo que deberían ser los simuladores como laboratorios digitales futuros o e-laboratorios para desarrollar las futuras reconceptualizaciones de las redes eléctricas.

En lo referente al uso de agentes inteligentes para el desarrollo de simulaciones y subsistemas de control de redes eléctricas inteligentes y dentro de la bibliografía existente, son de resaltar los artículos [94, 95]. Además el muy interesante y reciente trabajo recopilatorio y tutorial que incluye la revisión de herramientas y aproximaciones de simulación [88]

Por último, se citan algunos proyectos de investigación internacionales de gran interés en este ámbito:

- **IEEEP1547:** Estándar internacional IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. IEEE 1547 estándar aprobado por el IEEE Standards Board en Junio de 2003. y por el American National Standard en Octubre 2003 para la interconexión de recursos distribuidos a las redes eléctricas. El estándar publicado está disponible desde la página web del IEEE Std 1547-2003 [11].

- **GridWorks:** GridWorks es un programa de actividad del U.S. Department of Energy's Office of Electricity Delivery and Energy Reliability (OE) iniciado en el año 2005 con financiación de otras agencias federales como el Department of Defense and the Department of Homeland Security, así como agencias estatales y el sector privado. Tiene por objetivo la mejora de la seguridad del sistema eléctrico a través de la modernización de los elementos clave de la red eléctrica: cables, conductores, subestaciones y sistemas de protecciones y electrónica de potencia. En el programa participan unos 160 expertos para identificar las barreras técnicas a la modernización de la red eléctrica, así como las necesidades más importantes a cubrir para la red del futuro, fijando prioridades para esas necesidades. El plan incluye la introducción incremental de mejoras sobre la red actual, así como el desarrollo a más largo plazo de nuevas tecnologías, herramientas y técnicas que sustenten la modernización de la red para los requerimientos del siglo XXI (<http://energy.gov>).
- **IntelliGrid:** La Arquitectura IntelliGrid es un proyecto en el que participa un gran número de empresas de todo el mundo planteado para desarrollar las infraestructuras necesarias para soportar la futura generación de producción, conversión, transporte y uso de la energía eléctrica. La arquitectura se define sobre una serie de estándares abiertos para permitir la interoperabilidad de equipamiento, pero suministrando un ámbito para el desarrollo de la próxima generación de aplicaciones de automatización. La arquitectura se enfoca a la integración efectiva de dos infraestructuras: la de transporte y distribución de energía eléctrica y la de comunicaciones y equipamiento inteligente que se usará para controlar y manejar la energía y sistemas de potencia del futuro (<http://www.intelligrid.info>).
- **GridWise:** GridWise Alliance es un consorcio público-privado alineado con una visión común sobre un sistema eléctrico que integra la infraestructura, procesos, dispositivos, información y estructura de mercado para que la energía pueda ser generada, distribuida y consumida de manera más eficiente y con menor coste, asegurando a la vez un sistema energético más elástico, seguro y fiable. Este consorcio ha dispuesto un foro donde los miembros que

representan un amplio espectro de intereses en el sector eléctrico entran en contacto entre sí y con las administraciones estatales y federal de los EEUU para coordinar esfuerzos en la transformación de sus sistemas eléctricos nacionales (www.gridwise.org).

- **CERTS:** El Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS) se constituyó en 1999 para la investigación, desarrollo y diseminación de nuevos métodos, tecnologías y herramientas para proteger e incrementar la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico de EEUU en su transición al mercado (<http://certs.lbl.gov>). CERTS desarrolla soluciones tecnológicas que soportan mercados competitivos al tiempo que protegen el interés público en un servicio eléctrico seguro. La investigación en seguridad cubre cinco áreas:
 - Gestión en tiempo real de la seguridad de la red: prototipando y desarrollando herramientas software que permitan a la red eléctrica actuar como una red inteligente automática y conmutable.
 - Seguridad y mercados: efectuando análisis científicos y demostraciones de opciones que incrementen la efectividad de las aproximaciones basadas en mercado para gestionar la seguridad.
 - Integración de fuentes energéticas distribuidas: desarrollando técnicas y herramientas para mantener y mejorar la calidad del servicio mediante un sistema eléctrico descentralizado basado en una alta penetración de energías provenientes de fuentes renovables.
 - Carga como recurso: realizando análisis y demostraciones que permitan una significativa participación de la carga en mercados eléctricos competitivos, incluyendo análisis económicos experimentales del efecto de la carga como función del precio, con el fin de reducir los precios de mercado así como su volatilidad.
 - Tecnologías de la seguridad: monitorización e identificación de tendencias tecnológicas de y asuntos emergentes relacionados con la investigación en seguridad, para anticipar los esfuerzos en lo que resulte de interés público para la red del futuro.

- **SmartGrid:** Es una Plataforma Tecnológica cuyo concepto inicial lo desarrolló el European Commission Directorate General for Research con el soporte financiero de un cluster de investigación FP5+6. El ámbito inicial de la Plataforma era la mejora de la eficiencia, seguridad y fiabilidad de los sistemas europeos de transmisión y distribución eléctrica, y eliminar obstáculos a la integración a gran escala de fuentes de generación distribuidas y renovables, en línea con la prioridad propuesta para las Smart Energy Networks en el FP7.
- **DENISE:** El Consorcio Estratégico Nacional de Investigación Técnica sobre Distribución Energética Inteligente, Segura y Eficiente (CENIT Denise), con una duración de cuatro años y un presupuesto de 30 millones de euros, aborda la investigación relacionada con el control de las redes de distribución enfocada principalmente a la gestión eficiente de la oferta y la demanda y a la seguridad de la red. El objetivo fundamental de este proyecto es sentar las bases de la red de distribución eléctrica inteligente, segura y eficiente del futuro (<http://www.cenit-denise.org>).

Las empresas participantes en el proyecto son, Hidrocantábrico Energía, Cap Gemini, AT4Wireless (Cetecom), Everis (DMR Consulting), DS2, Eliop, Home Systems, Inelcom, Isotrol, Sadiel, Taim-TFG, Telvent y Greenpower. Para apoyar las tareas de investigación, se cuenta con la participación de los siguientes centros de investigación: AICIA, CIRCE, CITCEA, IIT Comillas, Universidad de Málaga (grupos ISIS e IC), Universidad Politécnica de Madrid (CeDInt) y las Fundaciones CITIC y Creafutur y cuenta con la gestión de la oficina de proyecto por parte de Endesa Network Factory.

Capítulo 3

Ontología

3.1. Ontología General

La transmisión de la investigación colectiva de problemas complejos suele estar limitada por la semántica del mismo. El no consensuar una semántica que defina inequívocamente el problema es una limitación en la transferencia de conocimiento [121]. El objetivo de definir una ontología para este trabajo es el de generar un marco de referencia común que permita un adecuado desarrollo de la actividad.

En las referencias bibliográficas analizadas en el capítulo anterior se observa una falta de homogeneidad en los conceptos utilizados para definir el mismo problema [120], generando confusión entre los lectores. Lo que se pretende en este capítulo es generar un conjunto común de conceptos que facilite al lector entender este trabajo y que sirva de fuente para futuros trabajos.

A lo largo de este documento se utilizarán los conceptos y relaciones desarrolladas a continuación. El diseño de la solución partirá de esta definición conceptual, que debe estructurarse de forma que no sea un simple diccionario, sino un red semántica que interconecte los conceptos y genere una definición conjunta del problema. Esto se realiza a través de las ontologías.

Ontología es un concepto que hunde sus raíces en la filosofía y hace referencia a la esencia misma del ser, a su existencia (onto=ser). Para los sistemas de Inteligencia Artificial, lo que existe es lo que puede representarse. En este contexto, una ontología es una descripción formal y explícita de los conceptos de un

dominio, y las relaciones entre ellos. También describirá las propiedades y atributos de los conceptos, así como las restricciones de estos atributos. Una ontología junto con un conjunto de instancias individuales de clases dará lugar a una Base de Conocimiento.

Las ontologías no deberán contener toda la información posible sobre el dominio, no es necesario especializar, o generalizar, más de lo que la aplicación requiera, como mucho un nivel extra en cada sentido.

En el dominio del Control de Sistemas Eléctricos de Potencias existe una ontología que debe ser unificada para facilitar la estandarización y la comprensión de la misma. Para establecer el marco de referencia se recurre a la bibliografía básica de ontologías en sistemas eléctricos de potencia [107].

En la revisión bibliográfica, donde destacan [31, 46, 166], se puede concluir un marco común que define seis clases de ontologías. Este marco de referencia resulta muy intuitivo y se pueden aplicar con carácter general. Dentro de este marco deben definirse las seis clases. Cada aplicación desarrolla, según sus necesidades, las distintas clases. El marco de referencia se resume en la red semántica de la figura 3.1.

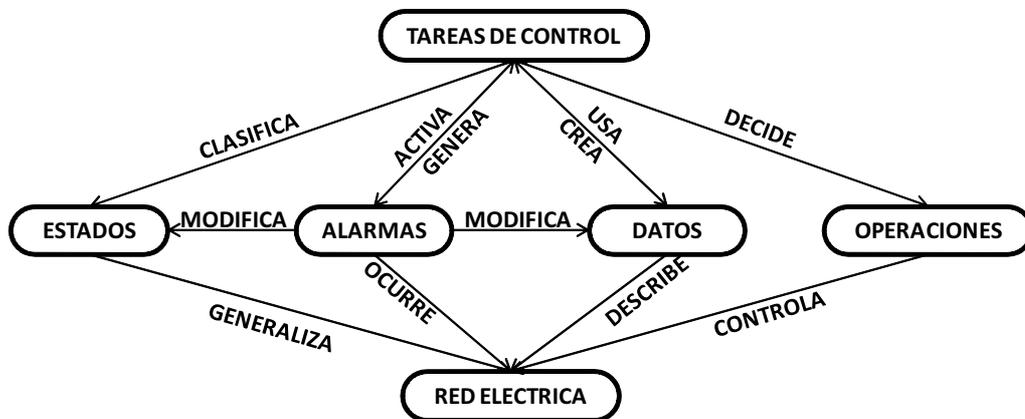


Figura 3.1: Red Semántica

Las 6 clases de ontologías identificadas son:

- Tareas de control: Engloba de las tareas realizadas para el control de la red, despacho de generación, estudio de contingencias, estrategias de reposición, etc.

- Estados: Indica los cuatro posibles estados de la red.
- Alarmas: Las alarmas pueden ser por violaciones de variables de estado, error de seguimiento en variables de control, falta de reserva en variables secundarias o alarmas provenientes del sistema de protección y control.
- Datos: Engloba toda la información utilizada por el sistema de control.
- Operaciones: Acciones que el sistema de control puede realizar sobre la red física.
- Red Eléctrica: Red física, se refiere a todos los elementos de la red (líneas, subestaciones, etc)

Existe una clara interacción entre las clases de ontología que se reflejan en la siguiente lista:

1. Desde el punto de vista de la Red Eléctrica:
 - Los estados son la generalización de la situación de la red eléctrica.
 - Las alarmas son eventos ocurridos en la red eléctrica.
 - Los datos describen el estado de la red eléctrica.
 - Las operaciones controlan la red eléctrica.
2. Desde el punto de vista de las Tareas de control:
 - Las tareas de control clasifican el estado de la red.
 - Las tareas de control son activadas por las alarmas.
 - Las tareas de control generan alarmas
 - Las tareas de control usan datos
 - Las tareas de control crean datos
 - Las tareas de control deciden las operaciones a realizar
3. Desde el punto de vista de las Alarmas:
 - Las alarmas modifican el estado de la red.

- Las alarmas modifican los datos de la red.

De esta forma quedan expresadas todas las interrelaciones entre clases. A continuaciones se detallan cada una de las clases utilizando diagramas UML, Unified Modeling Language por sus siglas en ingles [18]. Es un lenguaje gráfico para visualizar, especificar, construir y documentar un sistema. UML ofrece un estándar para describir modelos, incluyendo aspectos conceptuales tales como procesos de negocio, funciones del sistema, y aspectos concretos como expresiones de lenguajes de programación, esquemas de bases de datos y compuestos reciclados. Estos diagramas se utilizan ampliamente para expresar las distintas relaciones entre elementos.

3.2. Clase Ontológica Red Eléctrica

La clase ontología Red Eléctrica describe los elementos físicos que componen la red. En el diagrama de clases (Figura 3.2) se incluye los diferentes elementos que vienen representados por parámetros, de los que solo se han reflejado los fundamentales. Existe una relación en la conectividad o topología de la red, que se define en el diagrama a través de las operaciones Tiene y Conecta.

La unidad fundamental de la red eléctrica son las subestaciones. Las subestaciones pueden tener diferentes configuraciones; interruptor y medio, doble barra, etc., pero en todas ellas las conexiones con otros elementos se realizan a través de las posiciones. En cada subestación existen al menos dos posiciones. Las posiciones se corresponden con la configuración de la aparamenta desde el elemento a la barras de la subestación, por ejemplo, en una subestación de doble barra cada posición tiene dos seccionadores de barras, un seccionador de tierra, un interruptor y un sistema de protección. Por eso se indica que una subestación tiene N posiciones y que una posición tiene distintos elementos de la aparamenta.

A cada posición se puede conectar un solo elemento de interconexión; líneas AC, líneas DC, Facts, transformadores, o elementos de un solo terminal; generadores, condensadores, reactancias, etc. En los elementos de interconexión se deben indicar las dos posiciones extremas y en los elementos de un solo terminal solo se indica una.

No se pueden conectar directamente entre sí elementos de la red, sino que, a efectos topológicos, siempre se debe pasar a través de una subestación. Para ello existe un tipo especial de subestación denominada Nodo, que no está asociado a ningún elemento físico, y que también dispone de dos posiciones que tampoco disponen de elemento físico. Este elemento es necesario para poder construir la matriz de admitancias. Un ejemplo de este caso sería la conexión de un generador con su transformador de potencia; el punto de unión entre ambos es un nodo.

Los generadores pueden incluir elementos adicionales como son los reguladores de tensión y velocidad o los estabilizadores de frecuencia.

La clase ontológica de operaciones está directamente ligada a esta clase ya que en algunos elementos de la red existe la posibilidad de modificar alguno de sus atributos. En concreto el estado de la apartamentada (puede estar abierto o cerrado), la consigna de potencia y tensión de los generadores, la posición de cambiador de tomas de los transformadores o incluso los ajustes de los equipos de protección son modificables. Por lo tanto cada atributo que pueda ser controlable se denomina Variable de Control y pasa a formar parte de la ontología de operaciones.

3.3. Clase Ontológica Datos

La clase de Datos se refiere a las mediciones de las variables de la red, a los cálculos de niveles de reserva, a los datos externos necesarios para la operación de la red y al histórico de datos de mediciones. Los datos se clasifican según su origen. Las mediciones tomadas directamente de la red y los valores de reserva calculados componen los datos de Tiempo Real.

Cada variable de la red es una instancia de la clase Datos de Tiempo Real. Cada instancia se compone de un identificador, del tipo de dato a almacenar, del elemento de la red con el que está relacionado y con una descripción del mismo. Para cada instante de tiempo se guarda un dato de magnitud, un dato de calidad de la medida, y un dato binario de si la variable está fuera de límites.

Una estructura idéntica tienen los Datos de Programa, la diferencia radica en que estos no son el resultado de medidas sino de cálculos, por lo que en lugar de una medición de la calidad se registra un marca del estado del proceso de cálculo en que está el dato.

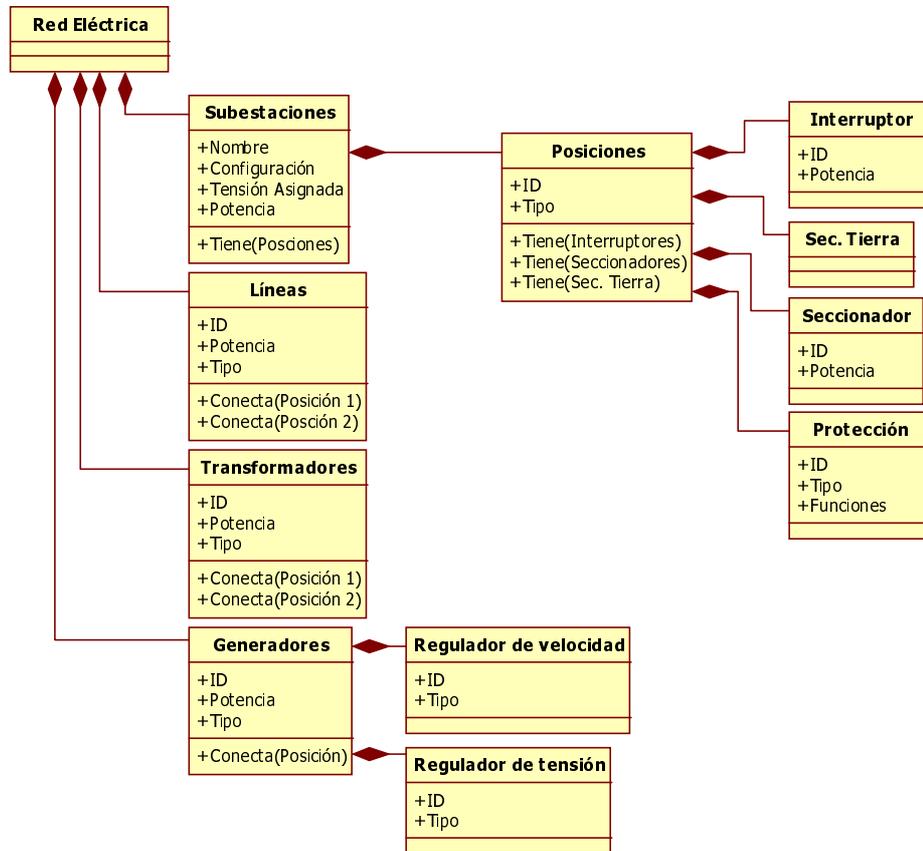


Figura 3.2: Clase Ontológica Red Eléctrica

Los datos históricos tienen la misma estructura que los datos de tiempo real, y solo se diferencian en que no son utilizados por la plataforma de control pero deben de conservarse para posibles análisis externos.

Finalmente se encuentran los datos externos. Son datos utilizados por algún proceso de control que no se consideran de la red eléctrica. Entre estos se pueden destacar las mediciones de viento para la predicción de generación eólica o los eventos sociales que puedan influir en la predicción de la demanda.

El diseño detallado de la estructura de memoria de los datos se verá en la parte de Hipótesis y Solución, en donde se describirá la estructura de la base de datos. Es necesario aclarar que los datos son variables del sistema. Para concretar los diferentes tipos de variables se definen los siguientes conceptos:



Figura 3.3: Clase Ontológica Datos

- **Variables de control:** Son las variables sobre las que puede actuar el sistema de control para conseguir sus objetivos, por ejemplo: potencia generada por las centrales, apertura o cierre de un interruptor.
- **Variables de estado:** Son las magnitudes físicas medibles en la red eléctrica. En general estas magnitudes son las variables complejas de corrientes y tensiones y la frecuencia de las mismas. Las potencias son calculadas a partir de la tensión y la corriente. La tendencia actual es a utilizar sistemas PMU conocidos como Sincro fasores. Cada variable de estado tiene asociado un rango de valores aceptable, si este rango se supera se dice que existe un violación, por ejemplo, sobrecarga de una línea.

- **Variables secundarias o reservas:** Estas variables, al no ser medibles en la red física son calculadas y dan medida de los márgenes de seguridad de la red. Por ejemplo el análisis de contingencias N-1 que estudia si la desconexión de una línea por acción de los sistemas de protección produciría que las líneas cercanas se sobrecarguen y disparen provocando desabastecimiento de demanda. Estas variables también tienen unos rangos que, si se sobrepasan, se dice que las Reservas No son Adecuadas.

3.4. Clase Ontológica Estados

El Estado es una generalización de las condiciones en las que se encuentra la red eléctrica en un momento determinado. Según las circunstancias de la red en cada instante, se clasifica su estado en uno de los cuatro tipos posibles. En función del tipo de estado se establecen las tareas de control que deben realizarse y los objetivos que persigue el sistema de control. Para cada instante de tiempo se debe, por tanto, instanciar una clase de estado.

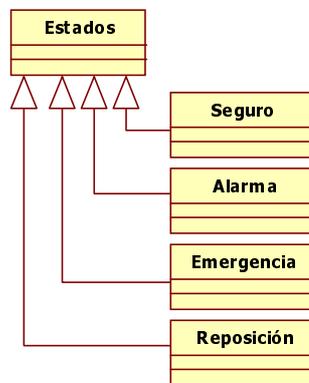


Figura 3.4: Clase Ontológica Estados

En base a las definiciones del punto anterior se pueden definir con más precisión los posibles estados y la relación entre ellos [75]:

- **Seguro:** Cuando toda la demanda se encuentra abastecida, ninguna variable de estado se ha violado y las reservas son adecuadas se dice que el sistema está SEGURO.

- **Alerta:** Si alguno de los niveles de reserva no resulta adecuado se dice que el sistema está en ALERTA.
- **Emergencia:** Si existe una violación de alguna variable de estado, normalmente acompañada por niveles no adecuados de reserva, se dice que el sistema está en EMERGENCIA.
- **Reposición:** Si por algún motivo se ha dejado de abastecer parte o la totalidad de la demanda, el sistema entra en estado de REPOSICIÓN.

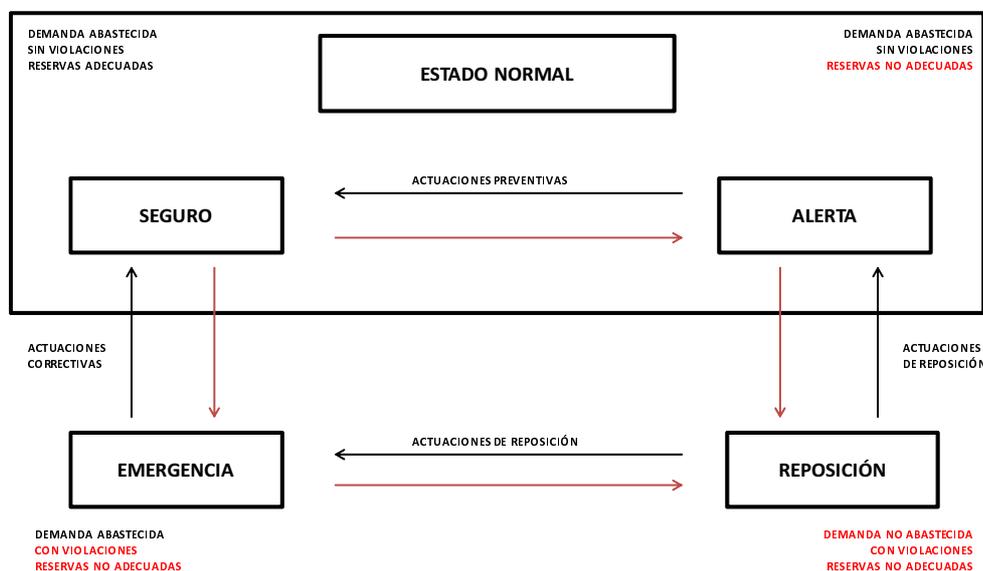


Figura 3.5: Estados y transiciones en un S.E.P.

El estado deseado de operación es SEGURO. Mientras está en este estado, el Operador intenta abaratar todo lo posible el coste de la generación manteniendo unos niveles de seguridad en la red. El sistema puede operar de forma indefinida en ALERTA, ya que un nivel bajo de reserva indica que ante un incidente se va a dejar de abastecer la demanda, pero no por estar en este estado el sistema está en riesgo. Sin embargo, el sistema no puede estar permanentemente en EMERGENCIA ya que una violación de una variable implica que en algún momento alguno de los sistemas de protección actuará para proteger los equipos produciendo un desabastecimiento de la demanda. Cuando el sistema está en

ALERTA o EMERGENCIA debe emprender las actuaciones Preventivas o Correctivas, respectivamente, necesarias para devolver el sistema a estado SEGURO actuando sobre las variables de control.

Con una planificación adecuada es posible evitar que el sistema entre en los estados de ALARMA y EMERGENCIA, siempre que no haya ocurrido ningún incidente en la red. Por ello resulta inevitable no operar solo en tiempo real sino con una planificación a distintos horizontes que permita descubrir las vulnerabilidades del sistema y planificar las acciones correctivas necesarias para que, llegado el momento, el sistema sea seguro [16].

Si por algún motivo el sistema entra en estado de REPOSICIÓN, el operador planifica la secuencia de acciones más corta para restaurar el sistema y así abastecer la demanda a cualquier coste.

De esta forma se identifican los objetivos principales del sistema de control:

- Abastecer la demanda de la forma más económica
- Operar la red de forma segura, es decir, todas las variables de control dentro de rango
- Reducir las vulnerabilidades del sistema, es decir, mantener niveles adecuados de reserva.
- Reponer el sistema lo más rápido posible en caso de necesidad.

3.5. Clase Ontológica Operaciones

Las operaciones se refieren a la modificación de los atributos que pueden controlarse en algunos de los elementos de la red eléctrica. La modificación del estado actual de uno de esos atributos se conoce como operación. Las operaciones se clasifican en función de la magnitud que modifiquen, de esta forma se instancian tantas clases de operaciones como atributos modificables existan.

Cada operación resulta identificada por el instante temporal en el que debe aplicarse, por la identificación del elemento afectado y por la acción a realizar en el caso de variables binarias o con la magnitud a aplicar en el caso de variables continuas.

El conjunto de atributos controlables de todos los elementos de la red se conoce como variables de control. Dentro de estos atributos existen otros no tan evidentes como podrían ser los ajustes de los sistemas de protección.

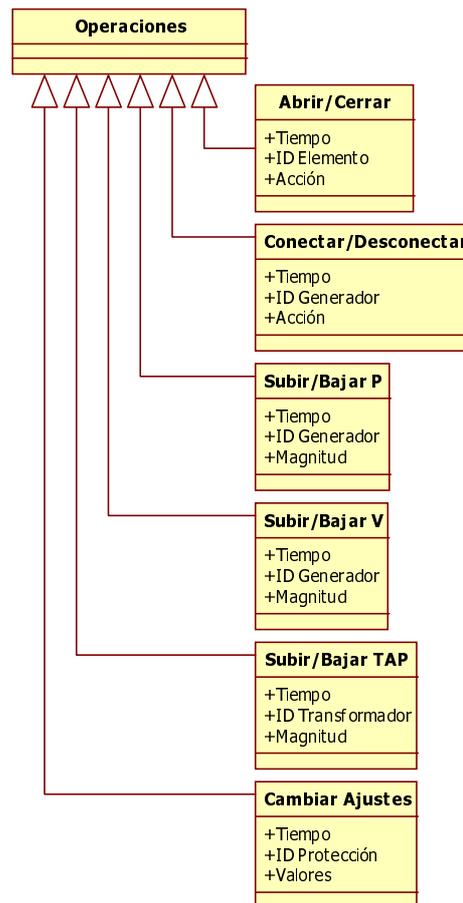


Figura 3.6: Clase Ontológica Operaciones

3.6. Clase Ontológica Tareas de Control

Las tareas de control son las acciones que puede realizar el operador del sistema para cumplir sus objetivos. Como ya se ha comentado, el objetivo y la razón de ser del operador del sistema es **Abastecer la Demanda**. Por lo tanto este será el punto de partida. Para cumplir con el objetivo se identifican las siguientes tareas:

- Bloque 1 Programar: Programar las variables de control con antelación para cumplir los objetivos de explotación
- Bloque 2 Controlar en tiempo real: Evaluar el funcionamiento de la red en tiempo real y tomar las acciones necesarias
- Bloque 3 Reponer la Red: Determinar la secuencia de acciones para restablecer toda la demanda, en caso de desabastecimiento parcial o total de la demanda

El porqué de esta división en tres áreas está en la propiedad de inclusión, es decir, se Programa la Red para Abastecer la Demanda, pero no para Controlar la Red, ni para Reponer la Red. Ninguna de estas tres operaciones puede incluirse en las otras dos, pero sin embargo todas se realizan para Abastecer la Demanda. Todas la demás tareas que puedan surgir, como son las comunicaciones, la adquisición de datos, la gestión de descargos, el control de cambios topológicos, la estimación de estado, etc., pueden incluirse dentro de estas operaciones principales. Por ejemplo, adquiero datos para Programar la Red, o estimo el estado para Controlar la red. La figura 3.7 resume la esta clase ontológica.

Es importante hacer notar que las tareas y operaciones que debe ejecutar el operador del sistema no deben confundirse con las tareas que debe realizar el operador humano sobre el sistema de control. El principal objetivo del operador humano es Gestionar la Red a través del sistema de control. Para ello debe ser capaz de realizar cuatro operaciones principales:

- Acceder al Sistema: Debe de existir un procedimiento a través del cual el operador se comunique con el sistema y realice el resto de operaciones.
- Conocer el estado de la red: Una vez conectado, la principal operación es la representación de los datos de forma comprensible por el operador a través de representaciones gráficas en tiempo real, esquemas de la red, impresión de informes de incidentes, estadísticas, etc.
- Restringir variables de la red: Este es uno de los aspectos fundamentales de cara a la otra tarea del TSO que es el mantenimiento de las instalaciones.

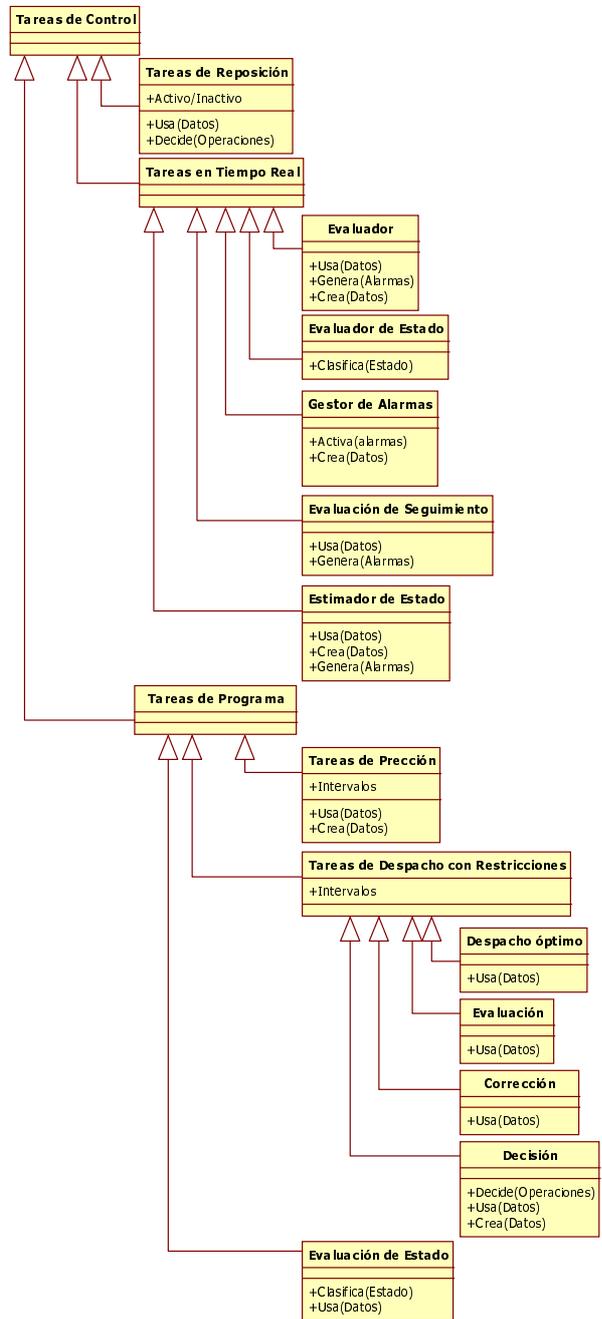


Figura 3.7: Clase Ontológica Tareas de Control

Para ello el operador debe ser capaz de eliminar o modificar las restricciones de red.

- **Gestionar el Sistema:** Así como el operador debe controlar la red, también debe estar habilitado para controlar el propio sistema de control, conociendo el estado del mismo modificando objetivos, estados, etc.

A continuación se listan las diferentes tareas y subtareas realizadas por el operador del sistema.

3.6.1. Bloque 1: Programar La Red

La tarea de **Programar la Red** implica resolver cuatro subtareas principales:

1. Predicción de demanda
2. Predicción de generación no gestionable
3. Despacho económico con restricciones de red
4. Evaluación del estado de la red

3.6.1.1. Predicción de la Demanda

La tarea de predecir la demanda consiste en estimar anticipadamente cuál será la solicitud de generación de la red en un periodo determinado en el tiempo, con la incertidumbre asociada a toda estimación. A medida que ese periodo está más alejado del instante actual, es esperable que, la incertidumbre del dato aumente incrementándose el posible error de estimación.

La predicción de la carga es una tarea fundamental ya que en ese dato se basarán todos los procesos del sistema de control por lo que existirá una actualización constante.

Para predecir la demanda existen diversos métodos, pero todos ellos precisan grandes cantidades de información, generalmente datos históricos de demanda para grandes horizontes y datos del periodo de estudio, generalmente sociales, climatológicos, eventos importantes, etc. Con ellos se generará una predicción de la demanda en cada nodo de la red de transporte.

Según se espera de los futuros desarrollos de los Smart Grids, la demanda no solo se predecirá, sino que también se podrá gestionar en cierta medida.

3.6.1.2. Predicción de la generación no gestionable

Uno de los objetivos en todos los sistemas eléctricos es maximizar el porcentaje de generación renovable en la misma. Esta generación renovable se considera no gestionable, ya que estas fuentes de energía primaria no son controladas por el hombre. Por ello, es necesario realizar una predicción adecuada de las mismas que se actualice con una frecuencia adecuada.

3.6.1.3. Despacho económico con restricciones de red

Se define el Despacho Económico como la asignación de la potencia a generar entre las distintas unidades disponibles con el objetivo de minimizar los costes de generación.

A este problema se le suma el cumplimiento de las restricciones de red, que se definen como las limitaciones técnicas o de seguridad de las variables de estado del sistema. Para aclarar el concepto se puede citar la restricción de la carga máxima en las líneas de transporte. Es decir la solución aportada por el despacho económico no es factible si las líneas eléctricas no pueden transportar la energía.

Las restricciones de red pueden llegar a ser innumerables; restricciones estáticas de variables de estado, restricciones de seguridad sobre márgenes de reserva, restricciones sobre estabilidad dinámica, etc. El problema reside en que las restricciones están intrínsecamente relacionadas entre sí, lo que provoca que si se modifica el sistema para corregir una determinada restricción, esta modificación podría provocar la aparición de una nueva violación, con lo que las restricciones pasan a ser objetivos de optimización. Por lo tanto el problema se convierte en un problema multiobjetivo, donde el primer objetivo es la minimizar el coste, y el segundo objetivo es cumplir todas las restricciones posibles.

Según este análisis, este problema puede subdividirse en tres partes [29]:

- Problema de despacho económico
- Problema de evaluación-corrección de violaciones y restricciones
- Problema de optimización despacho-restricciones

3.6.1.4. Evaluación del estado de la red

En el apartado anterior se introdujo el concepto de estado de la red, y se determinó que podía ser en cada instante uno de los cuatro estados posibles; Seguro, Alerta, Emergencia y Reposición.

El problema de la evaluación de estado es un problema de clasificación, por tanto el objetivo es determinar en cuál de estos cuatro estados se encuentra el sistema en cada instante en base a los datos obtenidos con el fin de determinar la clase de acciones a realizar.

3.6.2. Bloque 2: Control en Tiempo Real

Controlar el tiempo real es una de las tareas más importantes del centro de control. Las actividades de control en tiempo real son:

- Estimación de estado
- Procesado de alarmas
- Seguimiento de la programación
- Evaluación de restricciones
- Evaluación del estado de la red

3.6.2.1. Estimador de estado

A través del sistema de adquisición de datos del despacho se obtienen medidas de toda la red, tanto digitales como analógicas. Antes de utilizar estas medidas para procesos de control se debe realizar una comprobación de la calidad de las mismas. Para ello se utiliza el conocido proceso de estimación de estado. En líneas generales este proceso consiste en comparar un juego de medidas tomadas de la red, $P-\theta$, con las calculadas en el flujo de potencias a través de otro juego de medidas $Q-V$ para detectar posibles errores en las mismas y corregirlos [97].

3.6.2.2. Procesado de alarmas

Desde los distintos elementos que componen las redes eléctricas se recibirán distintos mensajes de alarma. La mayoría de estos no requieren más procesado que el de almacenarlos y mostrarlos al operador. Pero otras de ellas condicionan el funcionamiento del bloque de programación. En general estas últimas alarmas aglomeran los cambios en la aparamenta (apertura de interruptores y cambios de tomas en transformadores) y violaciones de restricciones en líneas y transformadores. Al recibirse estas alarmas, se deben reprocesar los despachos realizados para tener en cuenta estos cambios.

3.6.2.3. Seguimiento de la programación

Para cada instante de tiempo, el sistema de control enviará consignas a los distintos elementos de la red. Uno de los problemas principales en el control de sistemas reales es que estos no se comporten como se espera. Esto supone un problema cuando se quiere realizar toda la gestión de forma completamente automática. Es por ello que el sistema de control debe tener algún método para mejorar su conocimiento del comportamiento de la red.

El principal objetivo es, en este caso, detectar los elementos que no responden a la órdenes de control para que el operador lo investigue, y por otro lado actualizar datos como las potencias máximas y mínimas de generadores y rampas de subida y bajada de cara a mejorar el proceso del despacho de cargas.

3.6.2.4. Evaluación de restricciones

Con las medidas generadas por el estimador de estado se pueden repetir las mismas evaluaciones realizadas para el despacho económico, con el fin de determinar si existe alguna restricción que no se está cumpliendo.

Si el sistema funciona correctamente, esta evaluación debe coincidir con la realizada durante la programación. El problema suele acontecer por lo comentado en el punto anterior, la falta de seguimiento de la programación.

3.6.2.5. Evaluación del estado de la red

Evaluada las restricciones de red con los datos del estimador se debe determinar el estado de la red según lo comentado anteriormente, SEGURO, ALARMA, EMERGENCIA, REPOSICIÓN. Con este proceso no solo se genera una información fundamental para el operador sino que en base al estado de la red se ejecutará la programación desarrollada en el despacho de carga o se ejecutará un plan de reposición.

3.6.3. Bloque 3: Reposición de Red

Si en la evaluación del estado real de la red se determina que existe demanda sin abastecer, la prioridad del TSO cambia a reponer esa demanda lo antes posible. Para ello se debe desarrollar un plan de reposición y ejecutarlo.

Este plan traza la secuencia de acciones a ejecutar para reponer esa demanda. Esas acciones son fundamentalmente; conexión de líneas, conexión de transformadores, conexión de cargas, conexión de generadores y ajuste de las consignas de cargas.

Una vez que la reposición ha concluido y toda la demanda queda abastecida el sistema vuelve a ejecutar el despacho óptimo.

Hay que destacar que la reposición del sistema se ejecuta si el desabastecimiento de demanda es debido a problemas en la red de transporte. Si por motivos ajenos a la misma se desconecta un bloque de demanda en la red distribución, el sistema no entra en estado de reposición.

3.6.4. Estructura General del Sistema de Control

Como conclusión de lo expuesto en este apartado se agrupan todas las tareas que deben de realizarse para operar el sistema en la figura 3.8 que expresa la relación jerárquica de estas tareas mediante un árbol de tareas que se construye con el principio de que las ramas indican inclusión, no cardinalidad ni flujo de información.

Según lo explicado, se pueden resumir todas las tareas en la figura 3.9, donde se indica el flujo de información. Los procesos se agrupan según lo bloques comen-

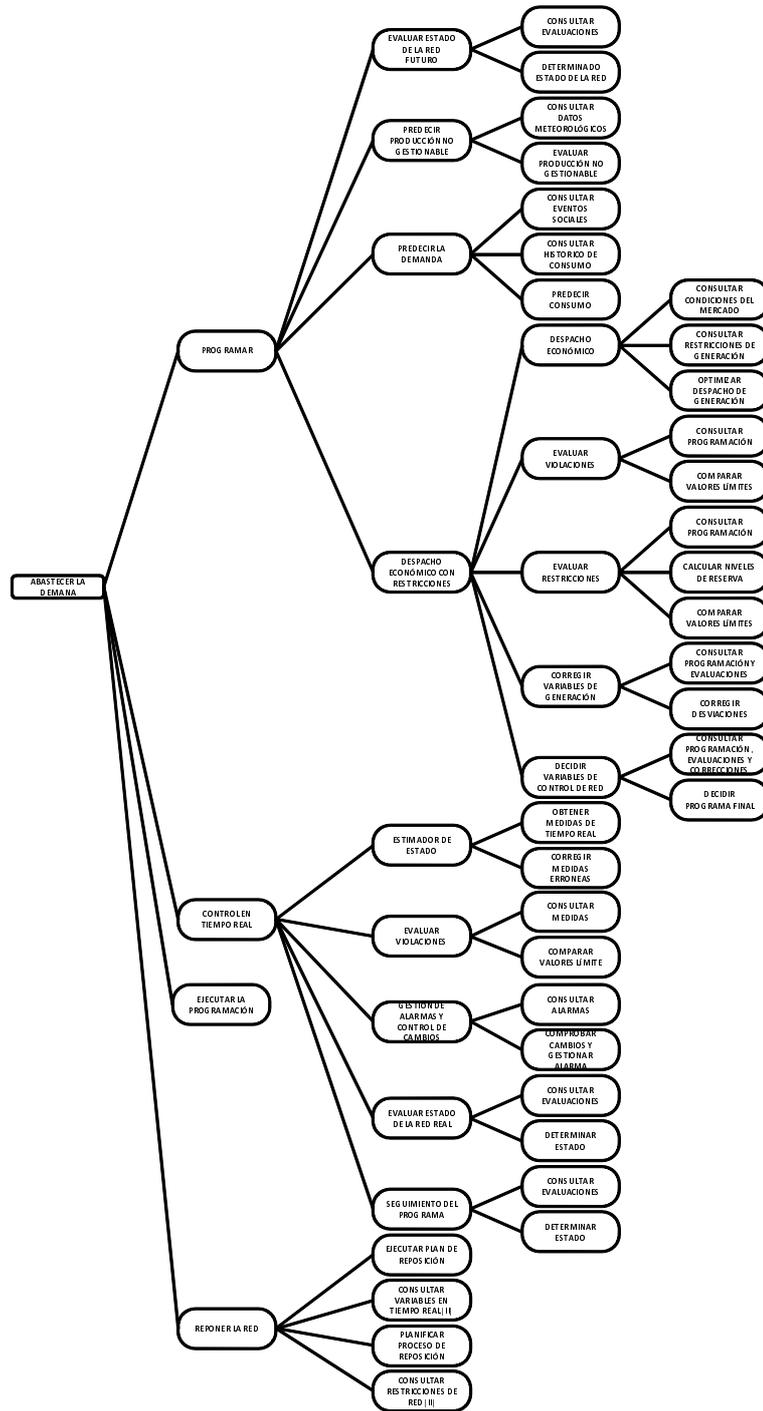


Figura 3.8: Arbol de tareas completo

tados. Entre la red eléctrica y el sistema de control existe el interfaz de conexión basado en el sistema de control y adquisición de datos SCADA.

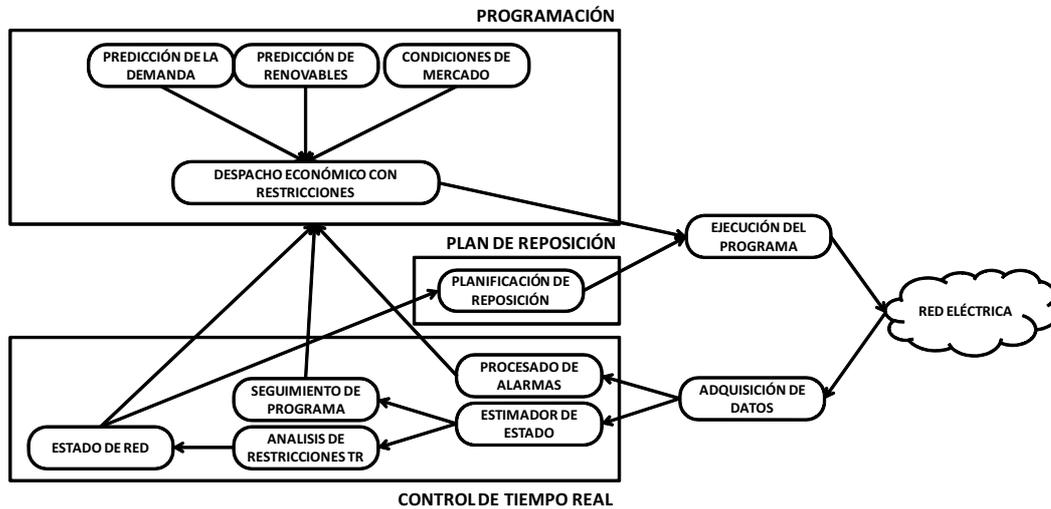


Figura 3.9: Resumen de operaciones

Aumentando el nivel de abstracción se genera un diagrama resumen (Figura: 3.10) de todo el proceso.

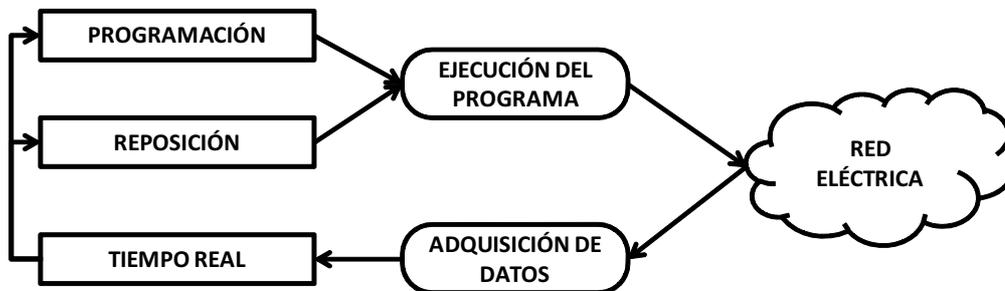


Figura 3.10: Resumen de operaciones compacto

3.6.5. Interacción Humana

La interacción humana se refiere a las acciones que puede realizar un operador humano sobre el sistema de control. Dentro de esta parte se pueden distinguir dos tipos de actividades:

- Las relacionadas con la Red Eléctrica
- Las relacionadas con el Sistema de Control

La mayor parte de las interacciones con el usuario están relacionadas con la red eléctrica. El operador precisa estar informado y tener capacidad de control. Estar informado implica que el operador tiene que tener acceso a toda la información de la red. Habitualmente se utilizan los conocidos mímicos, que son una representación del unifilar de la red con las magnitudes principales representadas, junto con representaciones gráficas donde el eje x es el tiempo y el y puede ser la correspondiente variable de interés. También se disponen de señalizaciones de alarma, tablas de datos, diagramas de barras, y cualquier tipo de método gráfico que permita al operador conocer la información que considera relevante.

Por otro lado está el control. El sistema de control automático decidirá el valor que deben tener en cada instante todas las variables de control. El operador requiere disponer de la capacidad de actuar sobre las variables de forma inmediata, si lo considera necesario. Esta actuación se realiza añadiendo restricciones al sistema de control. Es decir, indicando que el valor que debe tener una variable de control está restringido según lo indicado por el operador, de forma que el sistema de control aplica esa orden y gestiona el resto de la red para cumplir con la maniobra satisfaciendo los objetivos de seguridad.

En el segundo grupo se encuentran las interacciones del operador sobre el propio sistema de control. En este caso el operador necesita conocer y actuar sobre el estado del mismo, de los equipos, de los flujos de datos, y de cualquier otra información relativa a la propia plataforma de control.

Para que todo esto sea posible, debe existir una aplicación por la que el usuario se conecte al sistema de control y realice las acciones descritas. En la figura 3.11 se resumen las tareas de interacción humana con el objetivo de gestionar la red.

3.7. Clase Ontológica Alarmas

Una Alarma es una anotación de una anomalía en la Red Eléctrica. Existe un clase única de alarma, ya que todas tienen la misma estructura aunque diferente contenido. Cada instancia de alarma se asocia a un elemento y a un tipo, por

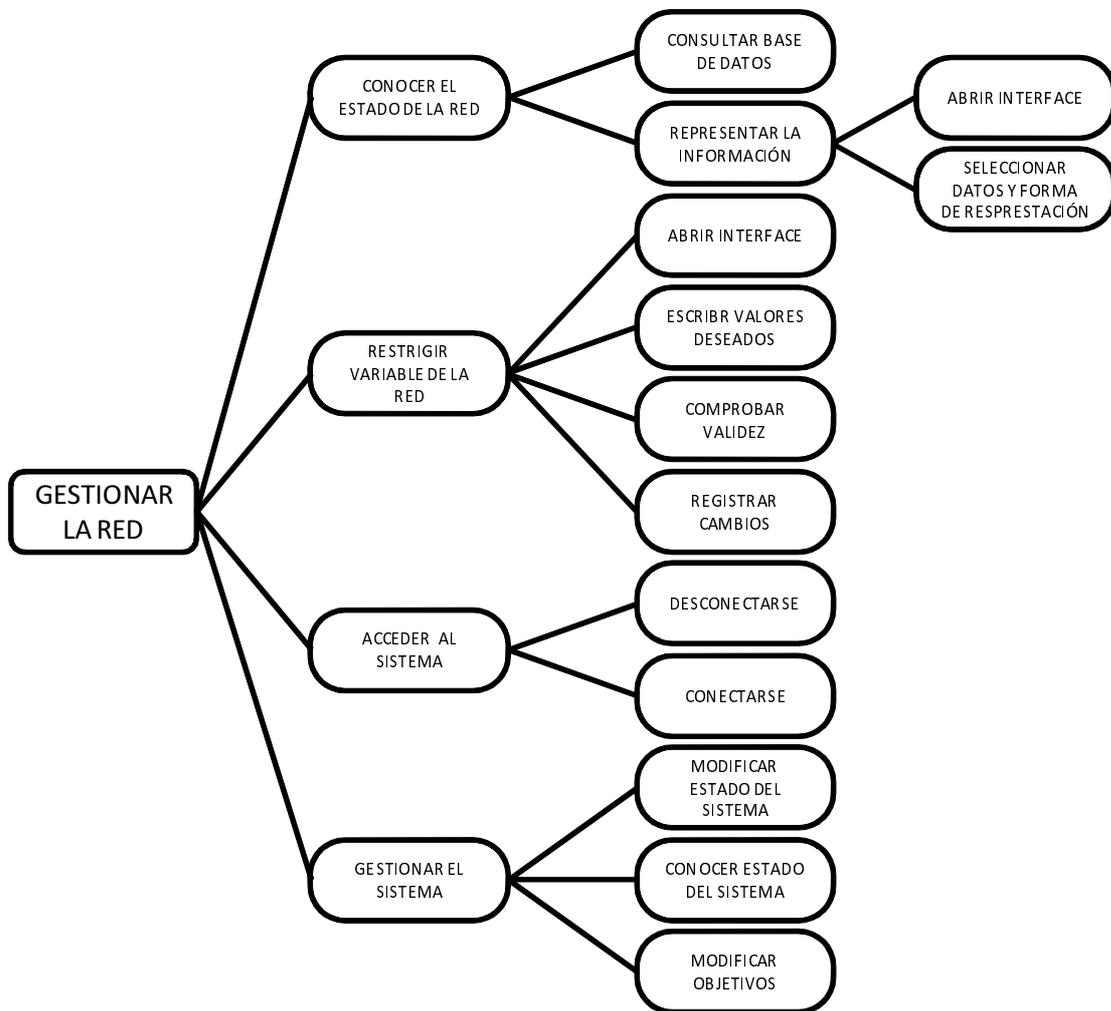


Figura 3.11: *Árbol de tareas de interacción humana*

ejemplo una línea determinada y el tipo violación. Por lo tanto, para cada posible violación y elemento de la red existirá una posible instancia de alarma. Cuando se produzca la alarma se generará dicha instancia con los atributos indicados.

Alarmas
+Tiempo inicio
+Tiempo fin
+ID
+Tipo
+Elemento
+Descripción
+Activa(Tareas de control)

Figura 3.12: Clase Ontológica Alarmas

Parte III

Hipótesis y Solución

Capítulo 4

Hipótesis de diseño

En los capítulos anteriores se ha estudiado el estado del arte de los diferentes problemas involucrados y observado las tendencias futuras de control y las oportunidades de desarrollo, y se han descrito y desglosado las tareas necesarias para operar una red eléctrica. Con este análisis preliminar se procede a plantear las propuestas de este trabajo partiendo de un planteamiento del alcance y de las hipótesis que conforman los fundamentos de desarrollo del trabajo de investigación.

4.1. Planteamiento

El primer paso para disponer de energía eléctrica es generarla. Una vez generada se debe transportar hasta los núcleos de consumo a través de la Red de Alta Tensión. Desde estos núcleos esta energía es repartida por la red de Distribución en Media Tensión hasta llegar a los consumidores finales.

Tal y como se ha descrito en los capítulos anteriores, las redes eléctricas pueden dividirse en dos conjuntos de actividades bien diferenciados; Generación y Transporte por un lado, y Distribución y Consumo por el otro, cuyas características son:

- **Generación y Transporte**
 - Es un red Global a todo el territorio

- Se debe planificar su operación a horizontes grandes
- Un fallo en esta parte tiene un alcance muy grande pudiendo llegar a provocar una interrupción total del servicio
- Desde esta área se organiza el Mercado Eléctrico de generación
- Se pueden transmitir consignas agregadas a la red de distribución
- Todos los elementos de la red de Transporte están interconectados entre sí

■ **Distribución y Consumo**

- Hay una red local de distribución conectada a cada nudo de la red de transporte
- Las redes locales se explotan aisladas entre sí, aunque existan interconexiones solo usadas en casos extremos
- Un fallo en una red distribución tiene un alcance local, y por lo tanto reducido
- Su operación no se planifica, solo hay acciones reactivas en caso de fallos y órdenes agregadas desde la red de transporte
- Puede existir generación distribuida o posibilidad de gestión de la demanda en las redes de distribución. Estos datos pasarán agregados hasta la red de Transporte, que emitirá las consignas en cada caso.

Esta línea de separación entre Generación (o simplemente la programación de la misma) y Transporte por un lado, y Distribución y Consumo por el otro, ha sido observada en todos los mercados eléctricos que diferencian tres figuras:

- **Generación:** Engloba todas las formas de producción de energía, ya sea en grandes plantas o en pequeña generación distribuida. Existe libre mercado competitivo.
- **TSO: Operador y Transportista del Sistema:** Es un organismo único para todo el territorio que planifica la generación, controla la red de transporte y se encarga de su mantenimiento y desarrollo.

- **Distribución:** Transporte de la energía desde los nudos de la red de Transporte hasta los consumidores finales. Realizan la tarea de distribución, construyen, operan y mantienen la red distribución. También tienen la función comercial de comprar la energía en la red de transporte y venderla al consumidor final.

Esta división entre niveles de explotación y de control se puede extrapolar de la línea de investigación denominada Defensa Estratégica de las Infraestructuras Eléctricas [81], donde se plantean fundamentos en el diseño y la operación de las redes eléctricas con el fin de reducir sus vulnerabilidades.

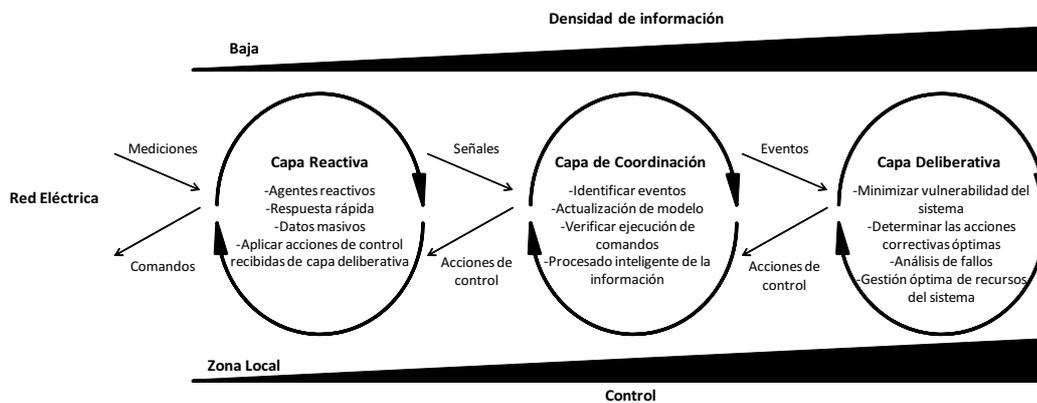


Figura 4.1: Esquema de control general

La figura 4.1 resume el concepto de dos zonas de control, uno de ellos puramente reactivo reside en la red de distribución y en los nodos de la red de transporte encargados de recopilar datos, ejecutar órdenes y realizar tareas reactivas de protección.

El otro se encuentra en el nivel superior y es el sistema de control que gestiona la totalidad de la red tal como se ha descrito. Entre ambas capas se realiza una coordinación de tareas a través de del filtrado y la transmisión de la información.

El objetivo y el alcance de este trabajo son las tareas que a nivel global desarrolla el operador de la red de transporte [94, 95, 125]. Para el diseño y desarrollo de la solución propuesta se parte del conjunto de hipótesis que se enuncian y discuten a continuación

4.2. Hipótesis 1

Las tareas realizadas en la operación de la redes eléctricas se pueden agrupar en dos categorías; tareas ejecutadas a posteriori, normalmente ejecutadas en lo que se conoce como tiempo real, y tareas ejecutadas a priori, normalmente denominadas como programación.

En un principio, las redes eléctricas se operaban exclusivamente en tiempo real, pero a medida que la tecnología y los requerimientos de la red aumentaron empezaron a ejecutarse ciertas tareas con anticipación. La tarea más habitual desarrollada con anterioridad es el despacho de cargas, con la cual se determina el programa de arranques y paradas de los generadores disponibles para garantizar la cobertura de la demanda prevista con el menor coste para el sistema.

A medida que los requerimientos de disponibilidad y seguridad aumentaban, también se incrementó la necesidad de hacer estudios del comportamiento esperado de la red para distintos factores. Empezando por el estudio de sobrecargas en líneas y caídas de tensión en la red. Para ello se estudiaban (y aun se estudian) escenarios tipo y se comprueban los valores de las variables del sistema. Posteriormente se incorporaron estudios para garantizar los niveles de reserva, análisis de contingencias N-1, niveles de cortocircuito, límites de colapso de tensión, deslastres de carga por subfrecuencia, etc.

Con el paso del tiempo y con la mejora de los métodos de cálculo y la tecnología, aumentaron los estudios que se podían hacer en tiempo real. Así mismo también se mejoraron las programaciones añadiendo factores individuales a las restricciones del problema que pretendían incorporar a la programación del despacho de carga factores de seguridad en la red derivados del mismo [29]. Todos estos cálculos se hacen para el valor medio de las variables en periodos de una hora. El procedimiento actual de operación del sistema se basa en los márgenes aplicados a las variables de estado a la hora de programar las variables de control y a la consideración de que el sistema es altamente predecible.

La perspectiva futura de la operación de redes eléctricas indica que [160]:

- Los márgenes de seguridad de las redes deberá reducirse debido a la reducción de costes

- Los requerimientos de disponibilidad deberán aumentar debido a que los perjuicios por indisponibilidad cada vez son más elevados
- La predictibilidad del sistema disminuirá debido a factores como la gestión de la demanda y al aumento de fuentes de generación no gestionables y de generación distribuida
- La complejidad de la red aumentará debido a su expansión y a la mejora de la tecnología
- La automatización de la operación debe aumentar debido al aumento de la complejidad y de la velocidad de respuesta requerida

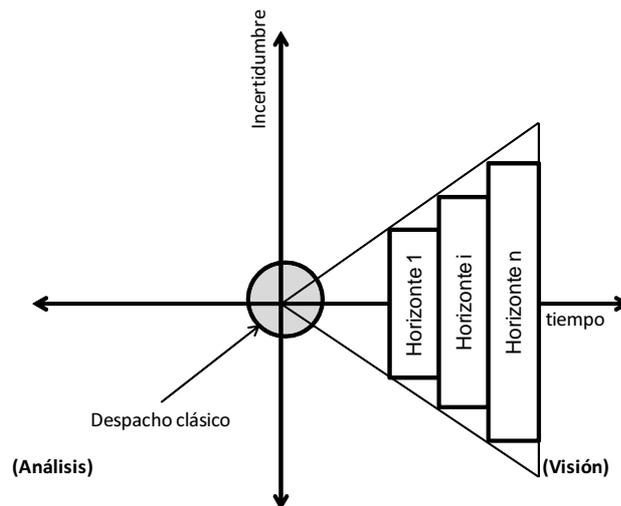


Figura 4.2: *Comparativa de predicción*

Todo esto sugiere que se debe cambiar el concepto actual de la operación de las redes eléctricas. Este cambio debe fundamentarse en la aplicación de métodos que permitan predecir con mayor precisión el comportamiento de todas las variables de la red de forma que se pueda hacer una programación con un nivel de detalle y de precisión tan elevado que la diferencia entre lo programado y lo medido en la red sea prácticamente nula (Figura 4.2). Por lo tanto el peso de la operación debe caer en una programación excelente de la red. El control en tiempo real queda

relegado a la confirmación de que la programación es fielmente seguida, con la consecuente toma de acciones en caso contrario, y a la reacción ante eventos no previsible como fallos en los elementos de la red.

Dentro de este desarrollo se debe tener en cuenta el concepto de incertidumbre. En una predicción a un año, la incertidumbre de en que estado se encontrarán los diferentes elementos de la red es muy alta, sin embargo, en la predicción a 5 minutos vista, la disponibilidad de los elementos es prácticamente un hecho. Esto quiere decir que a medida que nos acercamos al tiempo actual, la certeza aumenta (Figura 4.2). En otras palabras se puede afirmar que cuanto más cerca estamos, la solución programada será más parecida a la real.

Por lo tanto, la primera hipótesis es:

El futuro de la operación de redes eléctricas se fundamenta en una programación precisa de las variables de control apoyadas por un seguimiento en tiempo real del cumplimiento del programa que genere acciones correctivas.

4.3. Hipótesis 2

En la programación de las variables de control de las futuras redes eléctricas, el número de restricciones o variables a optimizar puede llegar a ser tan elevado que los métodos clásicos no pueden hacer frente al problema de forma factible, ya que la estimación de las restricciones impuestas en la programación de la red suele estar basada en simulaciones complejas que tienen un tiempo de cómputo que hace impracticables los métodos clásicos.

En estas situaciones, soluciones basadas en la descomposición del problema apoyada en técnicas de Inteligencia Artificial son una tendencia futura. Las variables de control y de estado están fuertemente ligadas entre sí, por lo que la persecución de unos objetivos puede derivar en el empeoramiento de otros haciendo necesario llegar a soluciones de compromiso.

Si se abstrae el problema, este no es más que una optimización con restricciones, y se podrían plantear soluciones heurísticas y metaheurísticas, algoritmos genéticos, métodos iterativos, etc. En estos casos, la bibliografía muestra que la mejor forma de atacar el problema es dividirlo, surgiendo así las técnicas de descomposición de problemas [30], donde destacan las soluciones de Descomposición

de Dantzig-Wolfe, Descomposición de Benders y Relajación Lagrangiana.

El método más comúnmente aplicado al control eléctrico es la descomposición de Benders [6,122]. Este método se basa en un algoritmo iterativo que descompone el problema en un problema maestro y un subproblema (Figura 4.3). Alterna entre la solución del maestro y del subproblema. El maestro representa la primera etapa más las condiciones necesarias, denominadas cortes, derivadas de la segunda etapa. En nuestro caso, el problema principal es el despacho de cargas (ED) y los subproblemas son las diferentes restricciones de la red.

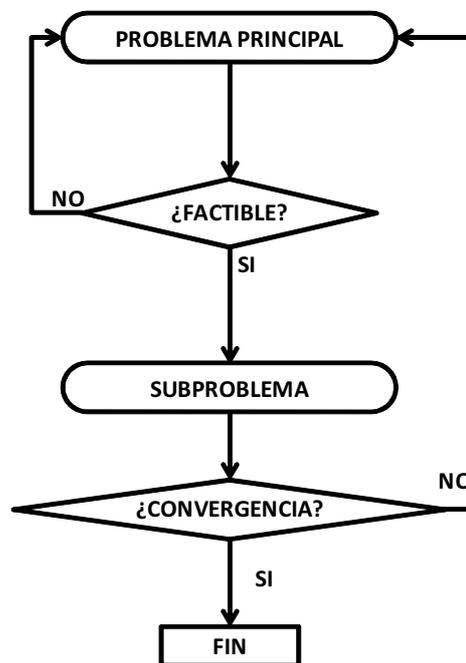


Figura 4.3: Descomposición del problema en análisis iterativos

La descomposición de Benders permite disponer siempre de una solución factible, aunque no sea la óptima. Si el subproblema es factible no acotado, el problema lineal bietapa es no acotado. Si el subproblema es no factible en el maestro se introduce una penalización para evitar la infactibilidad en ese valor [54].

Este método permite integrar todas las restricciones de red que se consideren necesarias. Siguiendo esta línea existen diferentes implementaciones que, haciendo variaciones del método, principalmente en el motor de resolución secundaria, consiguen buenos resultados. Incluso a variantes que en la optimización secundaria

utilizan las variables de control para corregir las violaciones [51].

Un problema tan general y amplio como el planteado requiere una solución igualmente general y amplia que integre todas las alternativas posibles de forma coordinada, y el soporte que puede albergar esta agregación de soluciones son las técnicas de Inteligencia Artificial [150].

Evaluada las alternativas desarrolladas por otros autores y los resultados obtenidos por los mismos, para este trabajo se plantea un método que intenta aprovechar lo mejor de cada solución basándose en el soporte que ofrecen los sistemas multiagente [82]. El objetivo final es el mismo: despacho económico con restricciones cumplidas, pero el procedimiento es diferente.

Lo que plantean nuevas líneas es que la solución de despacho relajada no factible puede ser orientada hacia una solución factible cuasi-óptima sin necesidad de repetir el algoritmo de optimización. En base a la experiencia recopilada se determina que el procedimiento a seguir debe ser (Figura 4.4):

- En primer lugar resolver el problema principal de la optimización de asignación de unidades con lo que se genera un primer despacho económico.
- En segundo lugar se evalúa por separado cada uno de los tipos de restricciones (Reservas y Violaciones).
- En tercer lugar, si existe alguna restricción violada se procede a su corrección (Orientación factible).
- Según el número de violaciones y las características de las mismas están se pueden subir como una restricción más a la resolución del despacho económico (corte de Benders) o realizar una corrección del despacho inicial para llegar a una solución factible (como en los métodos de SCOPF).
- El proceso se repite hasta encontrar la mejor solución factible.

De esta forma se obtiene un método autoadaptable según las circunstancias, que puede decidir entre repetir el despacho con restricciones o realizar correcciones en el mismo, o transigir y perdonar la restricción si considera que esta no puede cumplirse o no merece la pena hacerlo.

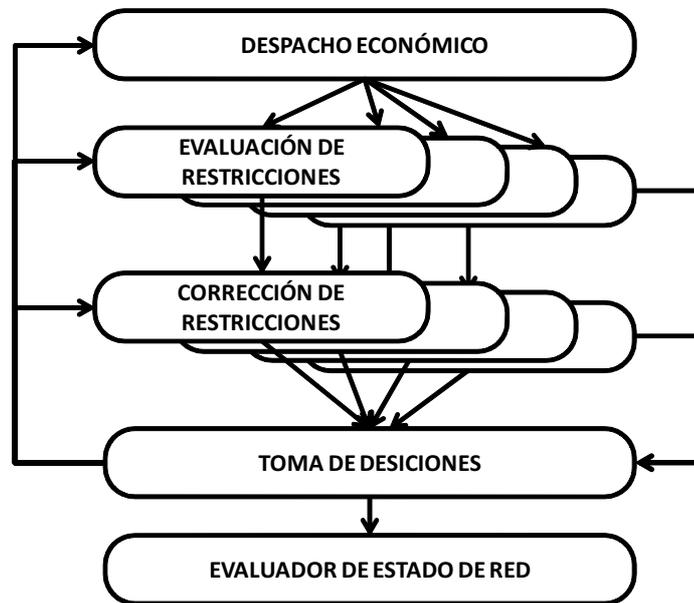


Figura 4.4: Flujo de datos en la arquitectura

Para ello la solución atacará sobre la totalidad de las variables de control, es decir:

1. Modificará variables de control de red (modificará topología)
2. Modificará variables de control de generación (despacho económico)
3. Modificará variables de control de demanda (deslastrará cargas)

Según el tipo de violación se podrán emprender diferente tipo de acciones. Como resultado del tercer paso podrían llegar a obtener un conjunto de soluciones diferentes $N+1$, donde N es el número de correcciones realizadas y el $+1$ corresponde al despacho inicial. En cuarto lugar se realiza un proceso de toma de decisiones que permita generar una consigna única.

El proceso de toma de decisiones está abierto a multitud de métodos diferentes. Estos métodos pueden realizar consultas cruzadas a los evaluadores para estos que evalúen una propuesta de corrección de otro problema para tener más información de decisión, o puede reintroducir un resultado de un corrector en otro. Sea cual sea el método utilizado, si el proceso de toma de decisiones no encuentra una solución que satisfaga todas las restricciones con la asignación de unidades

planteada, reinicia el proceso para generar una asignación de unidades más cara pero más robusta. Esta recirculación tendrá un número máximo de iteraciones.

Como restricciones de las variables de red se pueden encontrar descargos programados en instalaciones para su mantenimiento, es decir, la interrupción programa del servicio de un equipo de la red. Para estos trabajos, el operador introduce la restricción en el sistema de control y esta será tomada en cuenta para la programación de la red. Así mismo, esta maniobra se ejecutará automáticamente a la hora asignada.

La herramienta de las plataformas multiagente se adapta muy bien a esta solución ya que resulta intuitivo identificar los subproblemas con agentes de la plataforma. En resumen, se puede decir que cada agente ejecuta un programa, y es fácil identificar cada objetivo a cumplir con un agente.

De esta forma, en una visión simplificada del problema se podría generar un agente por cada objetivo del sistema creando así un sistema escalable y reproducible. Se pueden añadir o eliminar módulos de evaluación/corrección según las necesidades del sistema y la evolución de la tecnología. En comparación con los otros métodos existentes las principales ventajas residen en:

- Se utilizan las variables de red para corregir violaciones
- Al dividir el problema se puede paralelizar el proceso disminuyendo el tiempo de ejecución
- Al ser modular e independientes unos procesos de otros la actualización y flexibilidad aumenta
- Al no ser una estructura monolítica, permite una planificación y una ejecución distribuida
- El sistema es fácilmente escalable
- Permite la aplicación individualizada de restricciones a la generación no gestionable

Como consecuencia de lo anterior podemos plantear que la segunda hipótesis es:

La solución de un problema complejo multivariable puede encontrarse dividiendo el problema y resolviendo cada objetivo, y los sistemas multiagente se adaptan a este tipo de situaciones.

4.4. Hipótesis 3

Como resultado de la etapa anterior se generan una cierta cantidad de soluciones monoobjetivo para un problema multiobjetivo. El reto siguiente es, a partir de esas soluciones generar una sola que cumpla los requisitos básicos y encuentre un compromiso entre los diferentes objetivos. No existe un método matemático que permita combinar los diferentes vectores de variables de control en uno solo, por lo que se debe plantear otro tipo de solución.

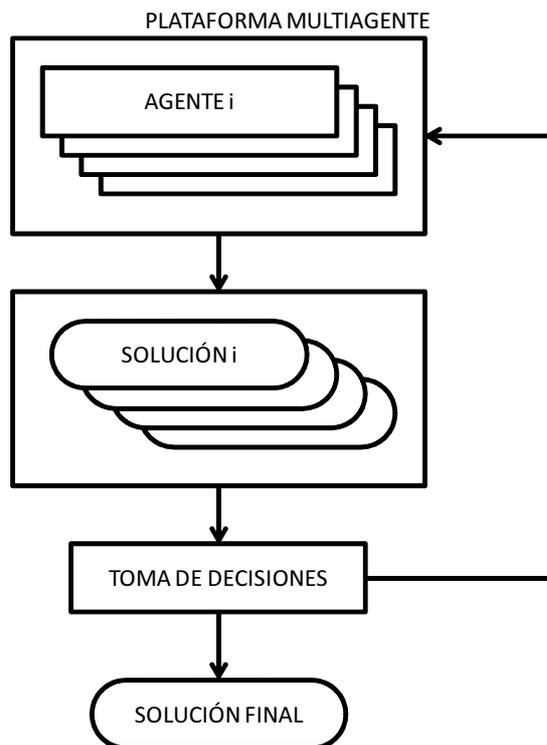


Figura 4.5: *Toma de decisiones*

Se puede resumir que, al final del proceso se debe efectuar una toma de decisiones y aplicar una orden final. En este caso, una solución mixta de análisis y

retroalimentaciones suele producir buenos resultados. Lo que se observa es que el análisis de los resultados es cualitativo y no cuantitativo basado en la experiencia de la operación, por lo que una solución utilizando un Sistema Basado en Conocimiento (SBC) se adapta adecuadamente a las condiciones del problema.

Un SBC puede definirse como un sistema que imita el pensamiento de un experto para resolver problemas de un terreno particular de aplicación. Los SBC habituales están basados en reglas, es decir, contienen el conocimiento experto expresado de esta manera y que se utilizará ejecutando inferencias.

Los problemas con los que pueden tratar los SBC pueden clasificarse fundamentalmente en dos tipos: problemas esencialmente deterministas y problemas esencialmente estocásticos. El caso de estudio de la operación de redes eléctricas se considera determinista, la relación entre la causa y el efecto viene determinada por el modelo empleado de la red, que se presupone con alto grado de certeza. Este problema puede también incluir algunos elementos estocásticos, pero su influencia es reducida en el resultado y por tanto se trata fundamentalmente de un problema determinista.

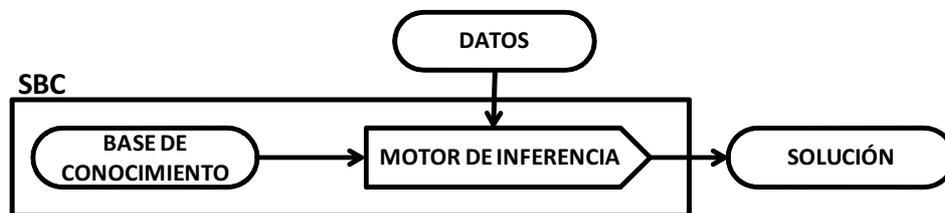


Figura 4.6: Esquema de principio de un SBC

Consecuentemente, los problemas de tipo determinista pueden formularse usando un conjunto de reglas que relacionen objetos bien definidos (Figura 4.6). La toma de decisiones ante la evaluación cualitativa de diferentes alternativas es fácilmente modelable con un paquete de reglas. Por la tanto, la tercera hipótesis es:

Los sistemas basados en conocimiento permiten realizar un proceso de toma de decisiones basadas en valores cualitativos como los de la elección de las variables de control.

Capítulo 5

Diseño de Agentes

5.1. Identificación de agentes

Definido el conjunto y alcance de tareas del problema que se debe resolver, el siguiente paso consiste en dar solución a las diferentes tareas que debe realizar la plataforma asignando las mismas a diferentes agentes. Para ello se utiliza el árbol de tareas descrito en la figura 3.8 y las hipótesis planteadas.

Como ya se ha comentado, el número de restricciones a añadir al problema puede ser todo lo grande que sea necesario. Como en este trabajo se va a realizar una implementación para posteriormente ensayar la solución, se limitarán las restricciones a las cuatro más comunes; violaciones en N, violaciones en N-1, deslastre de carga y colapso de tensiones.

5.2. Diseño agentes Bloque 1: Programación

5.2.1. Agentes Predictores de Demanda

El objetivo de la predicción de la demanda de energía eléctrica es obtener los valores futuros del consumo eléctrico en función de los valores históricos del consumo. Los valores predichos de demanda se utilizan para la planificación del sistema eléctrico de potencia, principalmente para la elección de las plantas de generación que producirán la energía requerida [36].

Las series de demanda de electricidad presentan características particulares que se han identificado en diferentes estudios [143]:

- Presentan fuertes patrones cíclicos de periodicidad anual, mensual, semanal, diaria y horaria. Además resultan afectadas por eventos regulares o atípicos como la presencia de días festivos.
- El consumo de electricidad varía de acuerdo con la estación del año, el día de la semana y la hora del día.
- Los mayores consumos se presentan durante los días laborales y en las horas pico como son las 12:00 h y 19:00 h.
- Su evolución en el corto, mediano y largo plazo está influenciada por eventos climáticos extremos como los fenómenos de El Niño o La Niña en su área de influencia; y por factores económicos, demográficos y sociales como el crecimiento del PIB, los precios de energía o el crecimiento de la población.

Para poder implementar un algoritmo de predicción adecuado a los requerimientos del problema se realiza una revisión bibliográfica del estado del arte en este campo. La mayoría de los métodos estudiados en la bibliografía existente se pueden clasificar en tres grupos:

- El primer grupo se basa en modelos estadísticos [44, 101] (regresión, series de tiempo y/o econométricos), los cuales modelan la serie de demanda en función sus valores pasados (modelos univariados) o en función de algunas variables exógenas como el tiempo o factores socio-económicos.
- El segundo grupo reúne los modelos basados en inteligencia artificial [5, 8, 10, 114, 135, 137, 154]. Esta técnica ha sido usada en los últimos años y se han elaborado estudios donde se comparan con métodos tradicionales con buenos resultados. Dentro de las técnicas usadas se encuentran redes neuronales artificiales, algoritmos genéticos y modelos híbridos.
- El tercer grupo es el de los modelos empíricos que dependen del juicio y la intuición humana [13].

Del estudio de las referencias indicadas se puede deducir que la predicción de la demanda responde a patrones estacionales cuyos parámetros más influyentes son los temporales [85]; Día de la semana, Día festivo, Hora, minuto y segundo del día, Mes del año y Año. Adicionalmente a estos parámetros se suelen añadir otros que incluyen la influencia ambiental tales como; Temperatura, Humedad, Viento.

Debido a la falta de datos de entrada ambientales y a que la predicción de la demanda no es uno de los objetivos de este trabajo, el agente predictor se limitará a obtener datos de un histórico de demanda y a adaptar la precisión de la misma a las necesidades de cálculo de la plataforma. Como se ha visto, la demanda responde a patrones estacionales, el resto de parámetros tiene una influencia menor. Por lo tanto, bastará con usar una serie temporal anual y corregir el factor año (variación del consumo anualmente) y de día de la semana.

De esta forma, el resultado proporcionado por el agente predicción será una fuente continua y consistente de datos que permitirá ejecutar el resto de la plataforma adecuadamente.

5.2.2. Agentes Programadores

Estos agentes son el inicio del ciclo de generación de un programa para un periodo determinado. Se diferencian dos fases en la programación:

- Predespacho (Asignación de unidades)

- Despacho económico

Con esta estructura se permite la integración de evoluciones en el despacho de cargas, como pretende ser la gestión de la demanda, para ello solo es necesario modificar el propio algoritmo de optimización, añadir como inputs los márgenes de regulación de demanda y como outputs las demandas nodales asignadas.

También pueden integrarse en este tipo de agentes los criterios de maximización de renovables mediante el uso de sistemas de almacenamiento, como pueden ser los vehículos eléctricos conectados a la red eléctrica.

5.2.2.1. Predespacho (Asignación de unidades)

El objetivo del predespacho de carga, conocido también como programación de la generación, es decidir para un periodo determinado qué unidades de generación deben operar y cuáles deben quedar fuera de servicio, de tal modo que el costo de operación del sistema sea minimizado, considerando las restricciones físicas de los equipos y los elementos del sistema eléctrico de potencia.

El problema de la entrada ó salida de una u otra unidad, es complejo y difícil de resolver matemáticamente, ya que involucra a variables binarias (1 0, on off, conexión desconexión).

El predespacho de carga (Unit commitment, Generation Scheduling, Generation Programming), determina que generadores tienen que estar conectados o desconectados para que se satisfagan los requerimientos operacionales del sistema, es decir, se debe satisfacer la demanda y disponer de suficiente reserva rodante para enfrentar alguna contingencia de la forma óptima [79].

La resolución de este problema tiene dos partes, el modelado del problema y sus restricciones y la solución del problema [102]. El problema del predespacho se puede plantear como una optimización no lineal con restricciones. Por lo tanto se dispondrá de una función de coste que habrá que optimizar. Realizando una revisión de la bibliografía se puede encontrar una amplia variedad de métodos entre los que destacan:

- **Programación dinámica**

El algoritmo de Programación Dinámica [28, 64, 86, 98] evalúa en forma sistemática un gran número de posibles decisiones con el fin de minimizar el costo total de un problema de predespacho en múltiples etapas.

Para realizar lo anterior, en cada etapa se evalúan todas las posibles combinaciones de unidades ($2^N - 1$ para un sistema de N unidades) que satisfacen tanto la demanda (que incluye la reserva en giro y las pérdidas de transmisión), como las restricciones técnica de las unidades (límites operacionales, tiempos mínimos de operación y detención, etc.), de esta forma se obtiene la combinación que minimiza el costo total en el horizonte de tiempo evaluado.

Dada la naturaleza enumerativa del método, la Programación Dinámica requiere de un tiempo de procesamiento significativo que crece exponencialmente con el tamaño del problema (número de unidades) y rápidamente alcanza niveles que la hacen inviable computacionalmente.

■ **Relajación de Lagrange**

La idea básica de la relajación Lagrangeana [74, 78] es relajar las restricciones asociadas a la demanda y reserva requeridas por el sistema, utilizando para ello multiplicadores de Lagrange y formando una estructura jerárquica de optimización. El nivel inferior de optimización consta de subproblemas individuales, uno para cada unidad generadora, mientras el nivel más alto corresponde a la optimización de los multiplicadores para resolver el problema dual. Ambos niveles son resueltos en forma iterativa.

Para la formulación del método de Relajación Lagrangeana en la resolución del problema de Unit Commitment, es necesario clasificar las restricciones en dos grupos, restricciones de acoplamiento y restricciones individuales. Asimismo, se considerará que la función objetivo estará comprendida por la suma de los costos de operación, que incluye los correspondientes costos de combustible, y los costos de partida y detención de las máquinas.

■ **Lista de prioridades**

La lista de prioridad [38] corresponde al más sencillo de los métodos desarrollados para resolver el problema de Unit Commitment. Este método tiene una fuerte dependencia de la heurística y se basa en utilizar una lista de prioridad para seleccionar las unidades que deben operar en cada intervalo de tiempo. Esta lista se puede basar en:

- Basadas en costos de producción a plena carga.
- Basadas en costos incrementales
- Basadas en costos incrementales con costos de partida
- Listas de prioridad dinámicas.

Sin duda la más interesante y de mayor complejidad se corresponde con la de las listas de prioridad dinámicas, que mediante la utilización de heurísticas realizan ajustes sucesivos sobre el conjunto de unidades seleccionadas mediante una lista de mérito típica, para satisfacer de manera simultánea en cada etapa todas las restricciones del problema, en particular las relativas a tiempos mínimos de operación y parada, y al balance energético.

Una de las características de este método consiste en determinar un conjunto de unidades que se encuentran en la clasificación *must run*, característica dada por su gran tamaño y por su bajo costo de operación. Dichas unidades se consideran en un estado fijo (en servicio) y por lo tanto, no participan en el algoritmo de búsqueda de la solución, acotando de esta forma el espacio de búsqueda.

Las principales ventajas de este método son la simplicidad y rapidez con que se obtienen soluciones y las desventajas más relevantes se corresponden con su fuerte dependencia de la heurística y con que puede proporcionar resultados que no sean el óptimo global.

■ Unit Decolmitment

El Unit Decolmitment [77] es un método para resolver el problema de Unit Commitment basado en un procedimiento denominado decolmitment que corresponde a la desasignación de las unidades presentes en el predespacho. El predespacho se inicializa considerando a todas las unidades que se encuentran disponibles durante el período de estudio. Dicho predespacho inicial típicamente presenta un exceso de reserva en giro, lo que conlleva una operación del sistema no económica dado los costos extras en que se está incurriendo.

Para conseguir una operación económica, algunas unidades deberían ser consideradas para salir de operación por una parte o todo el período de estudio. La selección de la unidad candidata a ser desasignada se efectúa mediante un proceso denominado **ordenamiento óptimo** del Unit Decolmitment, que consiste en la evaluación de las unidades mediante algún índice económico relativo. De esta manera la unidad que resulta con el peor desempeño

será extraída del predespacho inicial. Este proceso se efectúa en forma iterativa hasta conseguir el parque generador que cumpla con los requerimientos de demanda y reserva en giro del sistema a mínimo costo.

Lo que caracteriza al método de Unit Decommitment es que el costo total decrece en forma monótonamente en cada iteración, y la solución es siempre factible con respecto a la reserva rodante.

■ Algoritmos genéticos

Los Algoritmos Genéticos [32, 111] son técnicas de búsqueda basados en principios inspirados de la genética y los mecanismos de evolución observados en sistemas naturales y en poblaciones de organismos vivientes. Su principio básico es el mantener una población de soluciones individuales para un problema codificado (genotipos) que evoluciona en el tiempo. La evolución está basada en las leyes de selección natural y recombinación de información genética dentro de la población. La evolución de la población muestra el espacio de búsqueda y acumula conocimiento acerca de las buenas y malas cualidades, recombinando este conocimiento para formar soluciones con óptimo desempeño para un problema específico.

Las soluciones basadas en algoritmos genéticos dan buenos resultados pero tienen la misma desventaja que los otros métodos heurísticos en la búsqueda del óptimo global, con el añadido de que los algoritmos genéticos suelen precisar un gran tiempo de cómputo.

Solución propuesta

Una vez evaluados los métodos presentados y sus resultados, se ha optado para este trabajo por el método de listas de prioridades, tomando como referencia los resultados y las comparativas de [38]. En primer lugar porque los errores detectados con respecto a métodos más complejos están en torno al 1 %, sin embargo el ahorro de tiempo está en torno al 85 %, que se convierte así en uno de los factores más importantes en la decisión a tomar.

La función objetivo del problema de optimización para un período de evaluación determinado será: Minimizar: Costos Operativos + Costos de Arranque +

Costos de Parada.

La función objetivo será minimizada utilizando el método de listas de prioridad avanzada [38]. A continuación se describe el funcionamiento de este algoritmo:

■ **Paso 1: Elaborar ranking de unidades**

Según el coste específico medio de producción, el coste de parada y el coste de arranque, se asigna a cada unidad un coste medio y se ordenan las unidades según este coste obteniendo así lo que denominamos ranking.

■ **Paso 2: Asignar unidades Must Run**

Es posible que para determinados periodos, los operadores del sistema requieran que determinada unidad deba permanecer en marcha de forma obligada por pruebas o mantenimiento. Por lo tanto el primer paso es asignar la unidad durante los periodos especificados siempre que el nivel de demanda D sea superior al mínimo técnico de dicha unidad.

■ **Paso 3: Asignar unidades según el ranking**

Para cada periodo, se conectarán unidades hasta que se cumplan las restricciones de que el nivel de demanda D más el nivel de reserva R sea inferior a la suma de las potencias máximas de todas las unidades conectadas y que la demanda D sea superior a la suma de las potencias mínimas de todas las unidades conectadas.

■ **Paso 4: Corrección de tiempos máximos y mínimos**

Cada unidad tiene una restricción técnica sobre el mínimo tiempo desconectada MTD y el mínimo tiempo conectada MTC . Como resultado del paso 3 se pueden dar situaciones que incumplan estas restricciones. Para solucionarlas se aplican los siguientes pasos iterativos:

1. Si una unidad permanece conectada durante un tiempo inferior a $p \cdot MTC_i$ (p es un coeficiente que tiene un valor típico de 0.3) dicha unidad se desconecta durante ese periodo.
2. Si una unidad permanece desconectada durante un periodo menor de MTD entonces se conecta durante el número de horas necesario para

cumplir la restricción siempre que se cumpla la restricción de que la suma de las potencias mínimas sea inferior a la demanda, si esta restricción no puede cumplirse, se desconecta el grupo durante el periodo indicado.

3. Si una unidad permanece conectada durante un periodo de tiempo menor de MTC, la unidad se conecta durante el número de horas necesario para cumplir este límite siempre que se cumpla la restricción de que la suma de las potencias mínimas sea inferior a la demanda, si esta restricción no puede cumplirse, se desconecta el grupo durante el periodo indicado.

■ Paso 5: Corrección de incumplimientos de demanda y reserva

Como resultado de las correcciones realizadas en el paso 4, puede que existan periodos en los que no se cumpla la restricción de que la demanda más la reserva deba ser inferior a la suma de las potencias máximas de las unidades. Para resolver estas situaciones se aplica la siguiente secuencia:

1. Identificar los periodos en los que se incumple la restricción
2. Intentar completar esas horas con unidades no conectadas según en orden del ranking de forma que se cumplan las restricciones de MTC, MTD y límites superior e inferior de generación.
3. Si en algún periodo no se encuentra una solución con el procedimiento anterior, se toma una unidad conectada en ese periodo que sea la última en el ranking y se desconecta los periodos necesarios para que se cumpla el MTD y MTC y se repite el proceso anterior.

5.2.2.2. Despacho económico

Para enfrentar el problema de despacho económico resulta necesario utilizar herramientas que permitan obtener resultados contundentes y fiables dentro de un sistema eléctrico, para así obtener un costo mínimo de operación. Para ello hay disponible una gran variedad de métodos simples y básicos y otros de mayor complejidad.

La optimización se corresponde con un proceso de búsqueda a través del cual se pretende encontrar la mejor solución posible para el problema dentro de un conjunto de soluciones factibles. Debe considerarse que el primer paso para la optimización es realizar un modelado del problema donde se incluyan todas sus restricciones.

Los problemas de optimización combinatoria han sido tradicionalmente resueltos por algoritmos desarrollados especialmente para el problema específico usando una diversidad de técnicas. Sin embargo, no pueden resolverse de manera exacta en tiempo razonable, aun cuando se tenga sólo un número moderado de variables.

En general, los métodos de optimización se pueden clasificar en tres grupos principales: los basados en la programación matemática, los enumerativos y los de búsqueda aleatoria o Metaheurísticas:

- Entre los métodos basados en programación matemática [108, 161, 165] se encuentran:
 - Derivada
 - Lambda
 - Lagrange
 - Gradiente
 - Newton
- Los métodos enumerativos que suelen basarse en Programación dinámica
- Los métodos metaheurísticos [1,4,24,116,138] suelen incluir soluciones basadas en:
 - Lógica difusa
 - Redes neuronales
 - Algoritmos genéticos
 - Optimización de enjambre de partículas

En la actualidad, la investigación se ha dirigido hacia el diseño de técnicas metaheurísticas, que se corresponden con algoritmos de búsqueda eficientes con

respecto al tiempo de cómputo y con cierto grado de certeza de entregar una buena solución [27, 126] donde destacan los algoritmos genéticos [67], que han demostrado adaptarse perfectamente a los problemas de despacho económico de cargas, sobre todo en casos como el presente, en el que ya se encuentran con un predespacho fijado, por lo que para este trabajo se decide aprovechar las virtudes de los algoritmos genéticos por su fácil adaptación a la plataforma multiagentes.

Solución propuesta

La función objetivo a optimizar es la suma de los costes de generación en cada periodo con las siguientes restricciones:

1. La suma de las potencias generadas debe ser igual a la demanda
2. La potencia de cada generador debe ser mayor que su mínimo técnico
3. La potencia de cada generador debe ser menos que su potencia máxima

La formulación del problema sería:

$$\text{Min: } C_i^j = a_i + b_i P_i^j + c_i (P_i^j)^2 \quad (5.1)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^N p_i = P^D \quad (5.2)$$

$$p_i^{max} > p_i > P_i^{min}$$

Para resolver este problema se planteará un esquema convencional [156] en algoritmos genéticos 5.1.

La construcción de algoritmos genéticos es bien conocida, por lo que solo se definirían los aspectos más relevantes de esta aplicación, que se pueden resumir en:

1. **Individuos:** El cromosoma de cada individuo será una variable real y estará compuesto por el número de grupos que según el predespacho deban estar acoplados. Es decir el tamaño del cromosoma variará en cada periodo, optimizando así el tamaño del problema.

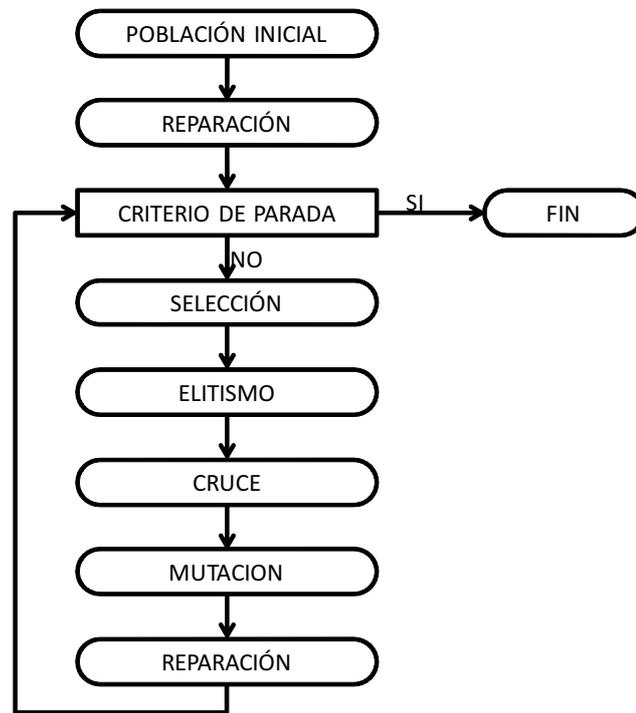


Figura 5.1: Esquema del algoritmo genético secuencial

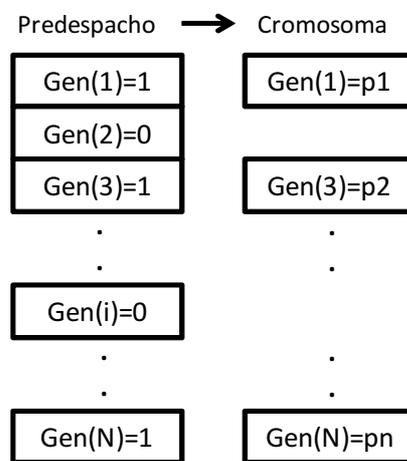


Figura 5.2: Desarrollo del cromosoma

2. **Inicialización:** Debido a la facilidad de que las soluciones estén en rangos no factibles, se debe inicializar la población de forma que todas las soluciones iniciales sean factibles evitando así que la población evolucione a partir

de ellos. Para ello se inicializa de forma aleatoria todos los individuos que posteriormente se someterán a un proceso de reparación que se comentará a continuación.

3. **Función de aptitud:** La evaluación de cada individuo se realizará con la función de coste de generación formulado en 5.1. Si un individuo no cumple alguna de las restricciones, su función de aptitud se penaliza de forma que el individuo no progrese.
4. **Elitismo:** El elitismo consiste en buscar el mejor individuo de cada generación y promocionarlo directamente hacia la siguiente generación sin someterse a los operadores genéticos.
5. **Operador de Selección:** Para el operador de selección se ha utilizado el método de la ruleta. En base al valor de la función de aptitud de cada elemento se calcula su probabilidad según:

$$\text{Prob}_i = \frac{\text{apt}_i - \sum_{N}^{i=1} \text{apt}_i}{\sum_{N}^{i=1} \text{apt}_i} \quad (5.3)$$

A continuación se calcula la probabilidad acumulada de los individuos, generando así la tarta, donde cada individuo tendrá una superficie proporcional a su función de aptitud. Posteriormente se determina al azar un número que representa el valor de probabilidad acumulada a elegir, se selección el individuo correspondiente y se salva para la siguiente generación.

6. **Operador de Cruce:** El operador genético de cruce es uno de los más importantes del algoritmo. El cruce pretende mezclar los cromosomas para generar individuos mejores. Para ello se intercambian partes del cromosoma. En el proceso de cruce se toman dos individuos progenitores y se generan dos individuos hijos. Para generar a los hijos se eligen de forma aleatoria dos puntos de corte. Los hijos son el resultado de la mezcla de los cromosomas por los puntos de corte tal y como se indica en la figura 5.3.
7. **Operador de Mutación:** Tras el proceso de selección y cruce se somete la población resultante a una mutación. Una proporción de la población se

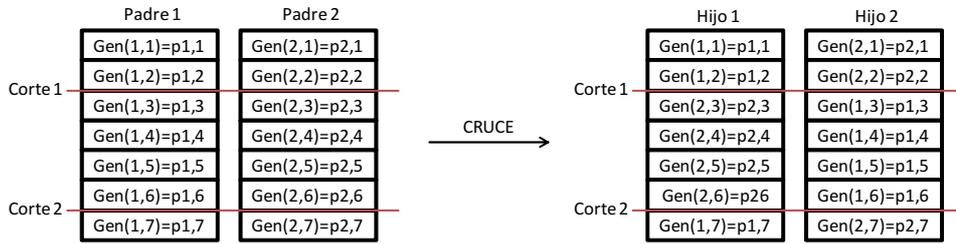


Figura 5.3: Operador de cruce

somete a una pequeña variación de alguna de las variables multiplicándolas por un valor cercano a uno. Esto ayuda a generar diversidad en la población.

8. **Operador de Reparación:** Como consecuencia de la restricción de que la suma de las variables de cada individuo debe ser igual a la demanda, se reduce considerablemente el campo de resultados factibles. Para aliviar esta situación se someten los individuos a una reparación. La reparación consistirá en determinar la diferencia entre la sumatoria total y la demanda y repartir la diferencia de forma equitativa entre las diferentes variables respetando los límites de las mismas.

5.2.3. Agentes Evaluadores

Como ya se ha descrito, los agentes evaluadores se encargan de estudiar los diferentes aspectos de seguridad de la red. Como estos pueden llegar a ser un número elevado cada agente se especializa en un problema. En este apartado se pretende describir los problemas habituales que se pretenden controlar en este trabajo y los métodos empleados para evaluar cada problema.

5.2.3.1. Violaciones N

A partir del diseño y de estudios de explotación se han establecido para los sistemas de potencia límites técnicos de operación de cada uno de sus componentes [36]. Estos límites tienen por objeto garantizar que la generación, transmisión y distribución pueda realizarse en forma correcta a través del tiempo.

La definición de los límites se relaciona tanto con las características constructivas de los componentes como con la estabilidad de su comportamiento y del

desempeño global del sistema. Los límites considerados son:

- **Límites de las tensiones nodales**

La tensión en los nodos debe ser mantenida dentro del rango definido por sus límites superior e inferior. Normalmente este rango es constante dentro de regiones, no variando de componente en componente. El límite superior está definido por la capacidad de aislamiento de los componentes, mientras que el límite inferior es una combinación del requerimiento de estabilidad de tensión de la red y de la tolerancia de algunos tipos de cargas.

- **Límites por circulación de corriente (o límite térmico)**

Este tipo de límite se origina en la característica constructiva de las líneas conductoras, transformadores y cables. Esto se debe al hecho de que toda circulación de corriente por un conductor produce calor, debido a la resistencia existente en el mismo. Debido a esto los límites de corrientes se determinan en función de valores de temperatura para los cuales el comportamiento de los componentes es confiable, al no alterarse su solidez mecánica.

Las consecuencias de superar los límites térmicos son la reducción de la vida útil de las líneas, cables y transformadores, al alterarse sus cualidades mecánicas. Y dado que en el caso de las líneas cada tramo está sostenido por sendas torres en sus extremos, el calentamiento produce que se expandan y aumente su flecha: si la línea es constantemente operada a alta temperatura, es posible que la menor distancia entre los tramos y el nivel del suelo sea menor que la requerida por razones de seguridad.

Límite de corriente estacionaria. Se define un límite de corriente máxima que puede circular en forma permanente por el conductor bajo determinadas condiciones. Generalmente este límite es determinado para una operación duradera para las condiciones más adversas de funcionamiento; donde se considera una temperatura ambiente límite (ej. 50°C), y con las peores condiciones de refrigeración (alto calentamiento solar, baja velocidad de viento).

Para que el sistema inteligente planteado pueda analizar las posibles violaciones cuando se encuentra programando la red debe resolver el Flujo de Potencia para

obtener todos los valores complejos que identifican el estado del sistema. Con estos valores el agente evaluador realizará una comparación entre los valores obtenidos y los límites establecidos para el sistema según los criterios indicados.

Formulación del problema

El estudio de violaciones en la red eléctrica se realiza a través de la formulación general del problema de flujos de potencia, que considera un sistema eléctrico de potencia simétrico y equilibrado para calcular la tensión en módulo y ángulo en cada nudo del sistema. Elementos de red como líneas, transformadores, cargas y generadores se modelan para una situación de operación en estado estacionario.

El análisis de flujo de potencia es ampliamente estudiado [56] pudiéndose considerar de conocimiento general. A continuación se resumen la clasificación de los elementos del sistema y los diferentes métodos de resolución comúnmente aplicados.

Para cada nudo del sistema en estudio, su estado a efectos del estudio de flujos de potencia queda completamente determinado al conocer el valor de la tensión en módulo y ángulo, así como los valores de la potencia activa y reactiva totales que entran al nudo.

De las cuatro variables anteriores, se eligen dos de ellas para calcular y las dos variables restantes para determinar el estado completo del nudo. Para elegir que variables se consideran como dependientes y cuales como independientes, se clasifican los nudos del sistema en estudio por su capacidad y características de control sobre las variables que definen el estado del nudo.

De acuerdo a dicho criterio los nudos de un sistema eléctrico se pueden clasificar de la siguiente manera para efectos de un estudio de flujos de potencia:

▪ **Nudos PV**

Se considera como nudo PV a aquellos que cuentan con uno o más generadores conectados directamente a ellos y que pueden regular el módulo de la tensión y la potencia activa inyectada al nudo en función de cambios de la corriente de excitación y del par motriz del generador respectivamente. Para este tipo de nudos en estudios de flujos de potencia se consideran como conocidos los valores del módulo de la tensión y la potencia activa, y como

incógnitas para determinar completamente su estado el ángulo de la tensión y la potencia reactiva neta del nudo.

- **Nudo PQ**

Se considera como nudo PQ a aquellos que cuentan con una o más cargas con consumos de potencia activa y reactiva conocidos para el estudio de flujos de potencia, dejando como incógnitas el módulo y el ángulo de la tensión del nudo. Comúnmente un nudo PQ no cuenta con generadores conectados directamente a él (como en el caso de un nudo PV); sin embargo, si en alguno de los pasos de resolución del flujo de potencia, un generador asociado a un nudo PV alcanza el límite inferior o superior de la potencia reactiva entregada a la barra, se fija la generación de potencia reactiva igual al valor del límite inferior (Q_{\min}) o superior (Q_{\max}) alcanzado y se cambia la clasificación del nudo a PQ dejando como nuevas incógnitas el módulo y el ángulo de la tensión en el nudo, para las siguientes iteraciones del flujo de potencia.

- **Nudo Libre (Slack)**

Se elige un nudo PV del sistema en estudio para ser nudo libre, considerando como conocidos el módulo y ángulo de la tensión, que constituye el fasor de referencia para las tensiones en nudos del sistema determinados en la resolución del flujo de potencia. El nudo libre inyecta al sistema (o absorbe) la potencia activa y reactiva necesaria para igualar la generación total del sistema con la demanda total de los consumos y las pérdidas de potencia debido a las transferencias por las líneas, las cuales no son conocidas a priori de la resolución del flujo de potencia.

Considerada esta clasificación, para un modelo de sistema eléctrico con un total de n nudos de los cuales g son nudos PV, $n-g$ nudos PQ y uno considerada como nudo libre, el problema del flujo de potencia contempla la resolución se un sistema de $2n-2$ ecuaciones simultáneas.

Cabe enfatizar que en la formulación de un problema de flujos de potencia, las cargas del sistema asociadas a los consumos o aportaciones de energía eléctrica del sistema, no son especificadas mediante un modelo de admitancia en paralelo

conectada al nudo de carga, sino que son especificadas por la potencia activa y reactiva que consumen del sistema.

Debido a que la relación entre la potencia activa o reactiva y la tensión en una barra es no lineal para resolver el problema de flujo de potencia y determinar el estado completo de todas los nudos del sistema (potencia activa, potencia reactiva, módulo y ángulo de la tensión) es necesario emplear métodos numéricos iterativos para encontrar la solución del problema mediante un proceso de convergencia.

Para resolver el sistema de ecuaciones habitualmente se plantean los siguientes métodos [56]:

- **Método de Gauss Seidel**

Una primera alternativa considerada para resolver el problema de flujos de potencia en un modelo representativo de un sistema eléctrico, ha sido el empleo del método de Gauss Seidel para calcular la tensión(en módulo y ángulo) de un nudo en función de las tensiones en todos los nudos obtenidos en una iteración anterior del método.

- **Método de Newton Raphson**

El método de Newton Raphson y sus derivaciones han sido empleados para resolver flujos de potencia en modelos de sistemas eléctricos de tamaño real y constituye el método numérico iterativo base de las aplicaciones computacionales que calculan flujos de potencia.

El método de Newton Raphson aplicado a problemas de flujos de potencia en su formulación original consiste en expandir en serie de Taylor las ecuaciones en torno a un punto inicial despreciando los términos de segundo orden de la serie. De esta manera se deduce un sistema de ecuaciones lineales que relacionan potencia activa y reactiva con ángulos y módulos de las tensiones.

- **Método Desacoplado Rápido**

Para modelos de sistemas eléctricos con un gran número de nudos, el método de Newton Raphson para resolver un flujo de potencia implica un alto uso de recursos de cómputo y memoria en el equipo en el que se ejecute la aplicación para calcular, almacenar y factorizar en cada iteración la matriz Jacobiana del sistema.

El método Desacoplado Rápido, es una variante que introduce aproximaciones deducidas de las características de la topología de red y las condiciones de operación normales del sistema en estudio al método de Newton Raphson; para generar una matriz que representa la matriz Jacobiana, pero cuyos valores no necesitan ser actualizados en cada iteración, lo que reduce en número de operaciones de cálculo necesarias.

Las aproximaciones realizadas tienen relación a considerar:

- En las líneas de transmisión, la magnitud de resistencia de línea es mucho menor que la magnitud de la reactancia serie de la línea; o sea, que la línea presente un coeficiente X/R alto.
- En condiciones normales de operación del sistema, la diferencia entre el ángulo de las tensiones en nudos adyacentes es pequeña.
- En condiciones normales de operación del sistema, el módulo de la tensión en todos los nudos del sistema es aproximadamente 1 en por unidad (p.u.).

■ Flujo de Potencia DC

Para estudios de flujo de potencia en los que el objetivo sea determinar las transferencias de potencia activa por las líneas y transformadores (p. ej: para estudios de métodos de tarificación de la transmisión), la expresión que relaciona la inyección o consumo de potencia activa con el ángulo de la tensión se asume de modulo 1 en p.u.

Solución aplicada

En el presente trabajo, el agente evaluador de violaciones en N ha sido equipado con el método de Newton Raphson que combina rapidez de cálculo con precisión adecuadas a los requerimientos del problema.

Una vez resuelto el flujo de potencia, el agente debe determinar si existe alguna violación en algunos de los elementos del sistema. Para ello compara los resultados del flujo de potencia en nudos, líneas y transformadores con los límites operativos de cada equipo establecido en la base de datos del operador.

En el caso de límites de flujo en líneas y transformadores estos vendrán definidos generalmente por sus límites térmicos como ya se ha especificado en el apartado anterior. Estos límites son específicos para cada elemento de la red. Así mismo, según el caso se pueden establecer una temporización ante esta violación, por ejemplo, según los criterios de Red Eléctrica de España [35] en violaciones en N no se permite ningún tipo de temporización (ver Figura 5.5).

En el caso de los límites de tensión nodal, estos vienen definidos por el operador en base a límites técnicos de los equipos y cargas (ver Figura 5.5).

5.2.3.2. Violaciones N-1

Se entiende por simple contingencia, o N-1, que ante la falta de un elemento del sistema de transmisión no se excedan las capacidades máximas de las instalaciones y que las tensiones permanezcan dentro de los rangos permitidos, bajo la hipótesis de que el resto del sistema no presenta faltas intempestivas, salvo aquellas que sean consecuencia directa de la falta del tramo mencionado. Para estos efectos, la condición normal de operación del resto del sistema debe considerar que partes de él puedan estar en mantenimiento conforme a los programas correspondientes.

Este problema se puede resumir en que el sistema pueda soportar la pérdida (programada o accidental) de uno de sus elementos de transmisión sin que ninguno de los demás elementos entre en violaciones de nivel N. Esto se puede simplificar calculando el flujo de potencias y realizando el análisis de Violaciones N del apartado anterior, eliminando y reponiendo sistemáticamente cada uno de los elementos de transmisión como se indica en la Figura 5.4.

Para determinar las contingencias se realiza un estudio previo que define el grado de incidencia en el sistema, estableciéndose una clasificación ordenada de todas aquellas que superan un determinado umbral de severidad.

En el sistema eléctrico, ante fallo simple (Criterio N-1) no se permiten sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte, respecto a su límite térmico operativo, pudiéndose permitir sobrecargas transitorias de hasta un 15 % con una duración inferior a 20 minutos. No se permiten sobrecargas permanentes en los transformadores, admitiéndose las sobrecargas transitorias indicadas en el cuadro 5.5.

El agente estudiará la simulación del estado poscontingencia ante el disparo de

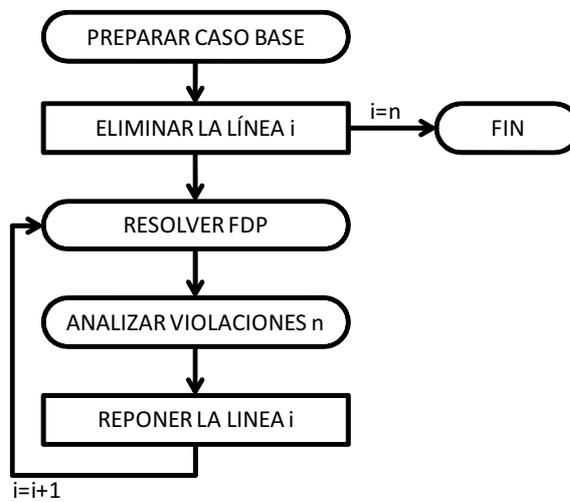


Figura 5.4: Esquema de análisis violaciones N-1

Criterio	Sobrecargas transitorias (%)				Tensiones kV
	20 min < t < 8 h		T < 20 min		
	Líneas	Transf.	Líneas	Transf.	
Sin fallo (N)	0	0	0	0	Nivel 220 kV: 210-245 Nivel 132 kV 125-145 Nivel 66 kV: 62-72
Fallo simple (N-1)	0	Invierno: 15 Verano 5 Resto 10	15	Invierno: 25 Verano 15 Resto 20	Nivel 220 kV: 205-245 Nivel 132 kV 123-145 Nivel 66 kV: 60-72
Doble circuito o sucesivo de grupo más línea	0	Invierno: 15 Verano 5 Resto 10	15	Invierno: 25 Verano 15 Resto 20	Nivel 220 kV: 200-245 Nivel 132 kV 119-145 Nivel 66 kV: 56-72

Figura 5.5: Criterios de seguridad [36]

cada elemento individual de la red y determinará si existe algún tipo de violación en N en el resto de elementos, si esto ocurre, se considerará que el elemento estudiado no soporta un contingencia N-1 y se considerará como una alarma en las reservas del sistema.

El cálculo del flujo de potencia en cada iteración se realizará con el método de desacoplado rápido.

5.2.3.3. Deslastre

Variaciones de frecuencia de la tensión alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de equipos industriales o domésticos. La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y carga. En régimen permanente, todos los generadores sincrónicos de una red eléctrica funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema. Este equilibrio viene representado por la ecuación de oscilación de la máquina síncrona (Ecuación 5.4). La misma expresa que la derivada de frecuencia con el tiempo es proporcional al desequilibrio de potencia e inversamente proporcional a la inercia del sistema (H).

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\sum_{j=1}^n G_j - \sum_{i=1}^m P_i}{2H} \quad (5.4)$$

Como se observa, la condición para que el sistema se encuentre en equilibrio es que la generación sea igual a la demanda en todo momento. Por lo tanto, una disminución de la generación provocará una derivada negativa y un frenado del sistema, y una disminución de carga provocará una derivada positiva y una aceleración del sistema.

Cuando se produce esta derivada negativa de la frecuencia, la misma comienza a caer de forma muy rápida, figura 5.6. Cuando esto se produce, los sistemas de regulación automática incrementan las potencias de las máquinas motrices para intentar compensar esta caída y devolver la frecuencia a su nivel nominal.

Al igual que ocurre con otros elementos del sistema, los generadores se ven alterados debido a estas variaciones de frecuencia llegando incluso a sufrir tensiones internas que pueden dañarlos de forma permanente, aunque el problema más frecuente es que los servicios auxiliares de los generadores no pueden funcionar correctamente con estos valores de frecuencia. Para evitar estos daños, los generadores se desconectan de la red de forma automática cuando la frecuencia disminuye por debajo de un valor umbral, generalmente 47.5 Hz [35].

Sin embargo, el disparo de más generadores aumenta considerablemente el desequilibrio de generación, y por tanto provoca una mayor caída de la frecuencia que inducirá a que otros generadores se desconecten hasta provocar un cero total

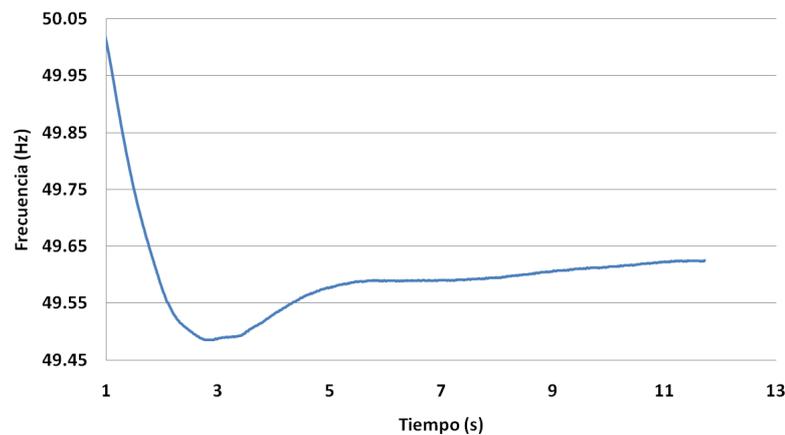


Figura 5.6: *Disminución de la frecuencia ante una desequilibrio de generación*

en el sistema. Para evitarlo se diseñan los conocidos como Esquemas de Deslaste de Carga por Subfrecuencia. Estos esquemas se basan en la monitorización constante de la frecuencia de la red que realizan relés instalados en la cabecera de las líneas de media tensión que dan orden de apertura a los interruptores cuando la frecuencia sobrepasa el valor umbral tarado en el relé. Al disminuir la potencia demandada, se corrige el desequilibrio y se puede normalizar la situación. Esto provoca que se deje a grupos de consumidores sin suministro eléctrico durante cierto tiempo, la cuantificación del efecto del corte en el suministro se conoce como Energía No Suministrada (ENS).

Para resolver el problema se implementará un simulador dinámico simplificado [113], que se basa en simular el disparo uno a uno de todos los generadores de la red y comprobar si la oscilación de frecuencia provoca la actuación de los relés de subfrecuencia. Si estos se activaran se consideraría que el grupo estudiado tiene una alarma de riesgo de deslaste de carga.

Modelado del sistema

1. Modelado de los generadores

En contingencias provocadas por pequeños desequilibrios de carga, la frecuencia sufre notables variaciones, sin embargo, la dinámica de tensiones permanece prácticamente constante. Esto es debido a que las tensiones están ligadas a las potencias reactivas y la velocidad a las potencias activas.

Este efecto también se puede explicar teniendo en cuenta que al disparar un grupo, la potencia reactiva que se pierde es muy baja y en muchos casos nula, por lo que las tensiones no se ven afectadas, pudiendo obviar su cálculo.

En este caso se puede sacar mucho partido al desacoplamiento natural entre potencia activa y módulo de tensión, y entre potencia reactiva y frecuencia. Esto quiere decir que el análisis de la red eléctrica puede dividirse en dos problemas:

- Regulación Tensión-Potencia reactiva
- Regulación Frecuencia-Potencia activa

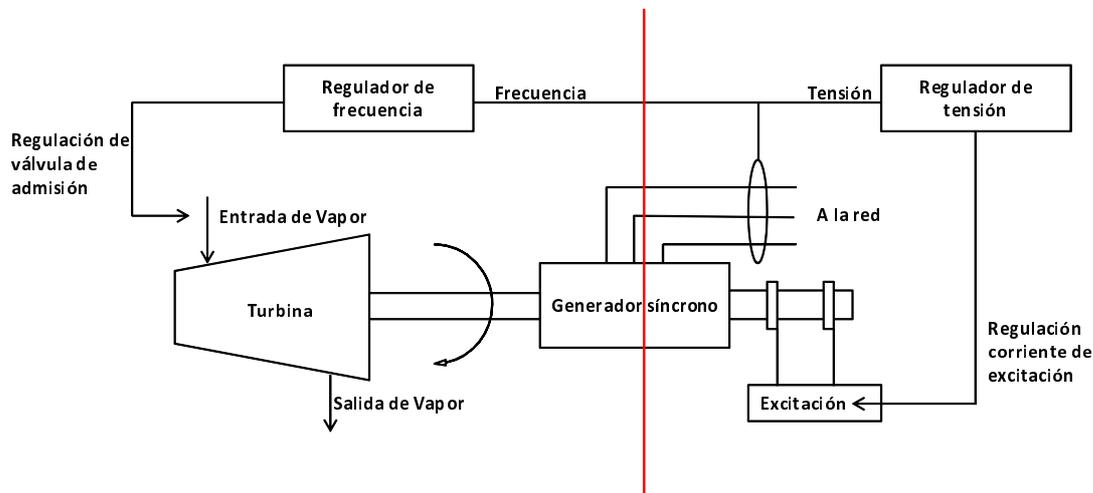


Figura 5.7: Representación del desacople entre potencia activa y potencia reactiva

Por lo tanto, se omite toda la parte de tensiones y se desarrolla únicamente la parte mecánica frecuencia-potencia. La figura 5.7, representa un esquema completo del funcionamiento de un sistema generador. Este desacople propicia que el esquema pueda ser cortado por la línea roja, desacoplando así la parte de regulación de tensión de la que interesa, la parte de regulación de frecuencia.

La principal ventaja de esta simplificación reside en que no es necesario resolver el flujo de potencias en cada paso de integración, que es una de las tareas que más tiempo de cómputo consume. Por otro lado, al ser el sistema

tan pequeño, la frecuencia se comporta de forma homogénea en toda la red. Por lo tanto se puede suponer que todos los generadores están acoplados a un nudo único.

Estas dos simplificaciones tienen asociadas las siguientes consecuencias:

- No es necesario conocer la red eléctrica al no tener que calcular potencias eléctricas.
- Solo se necesitan como variables de entrada la potencia generada por cada unidad.
- Solo es necesario calcular 3 variables en cada paso de tiempo de integración.

Estas simplificaciones permiten desarrollar un modelo más simple, compacto, rápido de resolver y fácil de ajustar a la respuesta real. Además se elimina la necesidad de conocer la demanda en los nudos frontera, tensiones de generación, estado de los interruptores, etc.

Las variaciones de frecuencia vienen dominadas por la magnitud de las variaciones de carga y por la magnitud de la inercia del sistema, según la ecuación de oscilación de la máquina síncrona.

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\Delta P_G - \Delta P_L}{2H + D} \quad (5.5)$$

En los grupos síncronos convencionales, se puede considerar que no existe amortiguamiento de forma que $D=0$.

Si el sistema tiene varios generadores, cada generador aporta su inercia al sistema proporcionalmente a su potencia aparente. Por lo tanto se puede calcular una inercia equivalente de los generadores acoplados ponderando sobre sus potencias aparentes:

$$H_e = \frac{\sum_{i=1}^n S_i H_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (5.6)$$

donde n es el número total de generadores, S es la potencia base de cada generador, H su inercia y H_e la inercia equivalente del conjunto. Quedando

de esta forma la función de transferencia del generador.

Cuando la frecuencia disminuye o aumenta, los reguladores de velocidad de los generadores tratan de devolver la frecuencia a su valor de consigna actuando sobre la alimentación de la máquina motriz: válvula de combustible en los motores diésel, válvula de vapor en las turbinas de vapor, válvula de agua en las turbinas hidráulicas, etc. Los modelos de los reguladores de velocidad de los grupos de generación se pueden hacer todo lo complejos que se quiera, alcanzando órdenes elevados. Sin embargo, como ya se ha comentado, para este tipo de simulaciones basta con un modelo de primer orden. Este modelo simula un estatismo y retardo en la respuesta:

$$\Delta P'_G = \frac{1}{T}(\Delta P_G + K\Delta W) \quad (5.7)$$

donde T es el retardo en segundos, y k la ganancia. Cada generador tendrá su respuesta primaria definida por su K y su T. El estatismo, o inversa de la ganancia, tiene una respuesta proporcional a la desviación de la frecuencia de su punto nominal.

Examinando la ecuación anterior, puede comprobarse que la constante K, denominada ganancia, es la que determina la característica del regulador en régimen permanente. El estatismo de un generador es igual a la relación entre el incremento relativo (por unidad) de velocidad $\Delta\omega$, y el incremento relativo de potencia de salida ΔP .

Para evitar que los reguladores estén constantemente modificando la posición de las válvulas de las máquinas y haciendo que los generadores estén constantemente oscilando, sobre todo en sistemas de baja inercia, y en consecuencia se pueda perder el sincronismo y generar inestabilidades, se habilita la denominada banda muerta o de insensibilidad del regulador (db por sus siglas en ingles). La banda muerta es un filtro a la entrada del regulador que evita que este actúe si la frecuencia se encuentra oscilando dentro de un margen establecido.

En los sistemas aislados, las oscilaciones de frecuencia por adaptación de la demanda son mucho más graves, por lo que estas bandas muertas son

mucho más amplias para evitar problemas como las oscilaciones de potencia entre centrales. Esto tiene un efecto negativo cuando un incidente tienen lugar. Si se produce un desequilibrio de carga, los reguladores tardan más tiempo en compensar la diferencia de generación debido a que esperan a que la frecuencia baje más para empezar a actuar. Esto conlleva mayores derivadas de frecuencia y alcanzar menores frecuencias, lo que se traduce en mayores cargas deslastradas.

Este comportamiento se modela con un simple filtro que se puede definir con las siguientes reglas:

- Si $f < db \implies$ Permitir actuación del regulador
- Si $f > db \implies$ No permitir actuación del regulador

También puede darse la situación de que la salida del regulador de velocidad emita una consigna mayor que la potencia máxima o menor que la potencia mínima que el generador puede dar. Por ello es necesario efectuar un filtrado posterior a la salida del regulador para evitar esta situación. Este comportamiento se puede resumir en las siguientes reglas:

- Si $P > P_{max} \implies P = P_{max}$
- Si $P < P_{min} \implies P = P_{min}$
- Si $P_{min} < P < P_{max} \implies P = P$

2. Modelo de relé

Los relés de subfrecuencia y derivada de la frecuencia son equipos de protecciones habituales en las subestaciones. Estos relés monitorizan la frecuencia de la onda de la tensión, y si se cumplen ciertas condiciones, ordenan el disparo de alguna(s) línea(s) de media tensión.

La potencia deslastrada depende del valor de la demanda de la línea en ese momento, pero por lo general, este valor mantiene una proporcionalidad prácticamente constante a la demanda total del sistema. Por lo tanto no es necesario conocer en cada momento el valor de la potencia demandada en caso caso, basta con conocer qué porcentaje medio de la demanda supone dicha línea.

Los relés de deslastre tienen un principio de funcionamiento bastante simple. Están constantemente midiendo la frecuencia de la onda de la tensión de la red. Cuando la frecuencia cae por debajo de un umbral establecido, el relé activa un temporizador. Si la frecuencia se recupera por encima del valor umbral, el temporizador se detiene y se vuelve a poner a cero. Si el temporizador alcanza su valor umbral antes de ponerse a cero, da orden de apertura al interruptor de media tensión que tenga asignado, desconectando la demanda pertinente.

Este funcionamiento se puede describir más fácilmente por un paquete de tres reglas:

- Activar temporización: Si $f < f_U \implies ti = t$
- Detener temporización: Si $f > f_U \implies ti = 0$
- Deslastrar carga: Si $t - ti > t_U \implies$ Deslastrar

donde t es el tiempo instantáneo, f la frecuencia instantánea, ti es el momento en el que se inicia el temporizador, f_U es la frecuencia umbral del relé y t_U es la temporización umbral de relé.

Por lo tanto cada relé de deslastre requiere de tres parámetros, frecuencia umbral, temporización umbral y carga que deslastra. Así se puede construir lo que se denomina un plan de deslastre, en el que distintos relés se programan para que, de forma secuencial, puedan compensar desde desequilibrios leves a muy graves.

Los relés de derivada de la frecuencia tienen un comportamiento muy similar. Están pensados para corregir desequilibrios grandes y rápidos. Por ello actúan midiendo la derivada de la frecuencia, es decir, la pendiente de caída. Esto es debido a que si el desequilibrio es muy grande, la frecuencia bajará mucho y muy rápidamente, por lo que puede alcanzar el tarado de los relés de protección de los generadores antes de que actúen las temporizaciones de los relés de deslastre de carga por subfrecuencia.

Por tanto, la diferencia reside en que tienen tres criterios que se deben cumplir para activar el temporizador; la frecuencia tiene que superar un

valor umbral y la derivada de la frecuencia también, ambas durante una temporización establecida. De esta forma el paquete de reglas queda:

- Activar temporización: Si $f < f_U$ y $df < df_U \implies ti = t$
- Detener temporización: Si $f > f_U$ o $df > df_U \implies ti = 0$
- Deslastrar carga Si $t - ti > t_U \implies$ Deslastrar

Con esto se obtiene un modelo completo de la red eléctrica válido para simular el tipo de incidentes que requiere el problema propuesto que se muestra en la figura 5.8.

5.2.3.4. Reserva de regulación de tensiones

En los sistemas eléctricos existe el constante riesgo del efecto conocido como colapso de tensiones [145]. Este se puede resumir en que, ante un pequeño incremento de la carga de la red, las tensiones pueden alcanzar un límite que les lleve a una disminución drástica que desemboca en el colapso del sistema [100].

Anteriormente la planificación de redes eléctricas en relación a su estudio en la estabilidad de tensión se ha realizado clásicamente mediante los métodos estáticos en base a técnicas ampliamente conocidas basadas en las curvas PV y PQ.

La estabilidad de tensión es un problema en los Sistemas Eléctricos de Potencia altamente cargados, ante una falta o carencia de potencia reactiva. La naturaleza de la estabilidad de tensión puede analizarse examinando la producción, la transmisión y el consumo de potencia reactiva. El problema de la estabilidad de tensión tiene que ver con todo el sistema, aunque usualmente tiene gran incidencia en un área crítica del sistema de potencia.

Para conocer el nivel de riesgo de que el sistema entre colapso de tensión se debe obtener el margen de incremento de carga que se puede soportar antes de entrar en colapso [22]. El método más común de para obtener este límite es el conocido como método de continuación de potencia, que consiste en obtener una descripción de la evolución del sistema al variar gradualmente el parámetro (λ), que representa el aumento en la carga del sistema. En la figura 5.9 se representa un ejemplo de esta curva. En la figura se representa la evolución de la tensión en ciertos nodos con respecto al aumento de la carga del sistema. Se puede observar el aumento

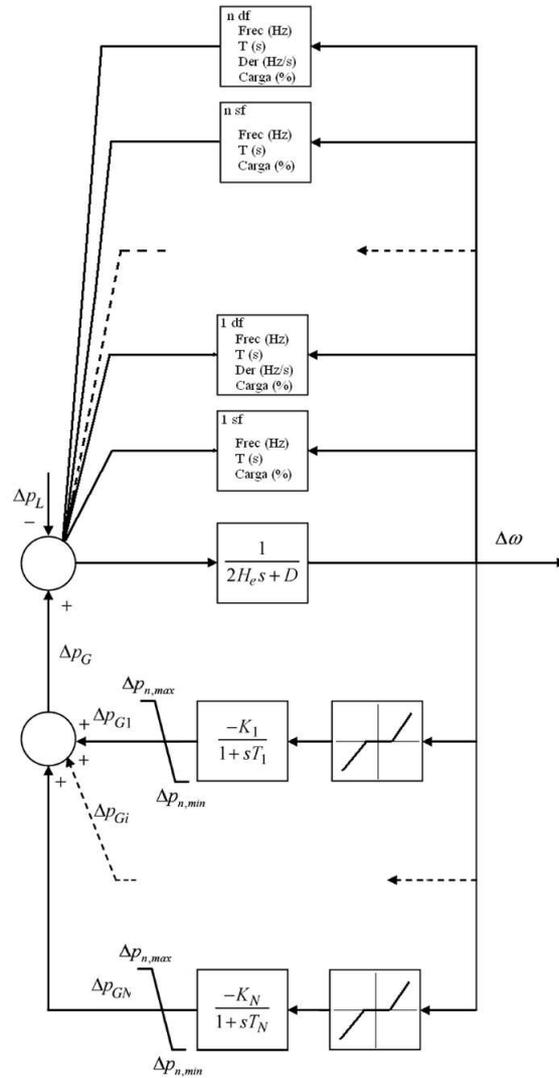


Figura 5.8: Modelado final del sistema eléctrico

de la pendiente negativa de las curvas. En sistemas de potencia, estas técnicas funcionan relativamente bien para determinar los puntos de equilibrio asociados con puntos de típicos de operación, o sea soluciones con tensiones cercanas a 1 p.u. y ángulos pequeños.

La estabilidad de tensión es un fenómeno no lineal y resulta natural por tanto usar una técnica de análisis no lineal como la teoría de bifurcación en el estudio

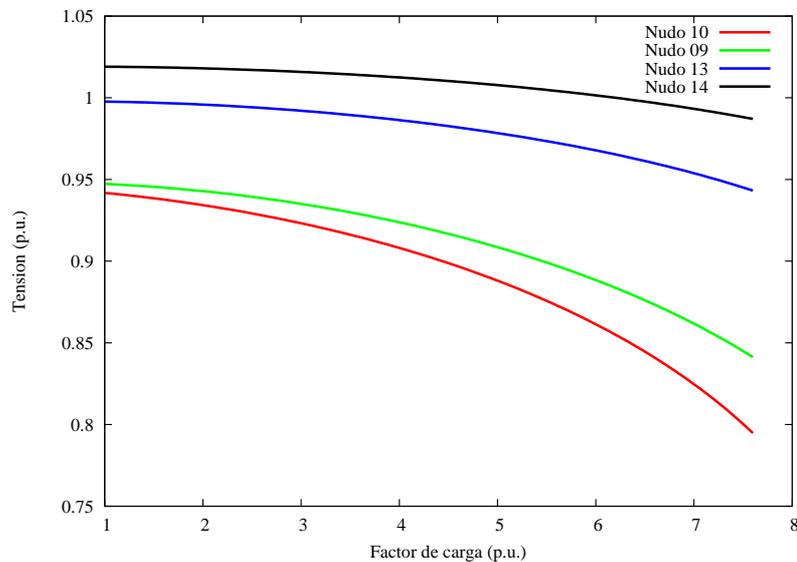


Figura 5.9: *Método de continuación*

de colapso de tensión. La bifurcación describe cualitativamente cambios tal como pérdida de estabilidad. La teoría de bifurcación asume que los parámetros del sistema varían lentamente y predice como el SEP llega a ser inestable. El cambio de parámetros lleva al sistema lentamente de un punto de equilibrio a otro hasta alcanzar el punto de colapso. La dinámica del sistema debe actuar rápidamente para recuperar el equilibrio de operación que las variaciones de los parámetros han modificado.

Aunque los colapsos de tensión se asocian típicamente a eventos discretos tales como grandes perturbaciones, dispositivos o límites de control, algunos conceptos útiles de teoría de bifurcación pueden ser usados cuidadosamente. Los colapsos de tensión a menudo tienen un período inicial de una lenta caída de tensión. Después en un colapso de tensión, la dinámica puede perder su estabilidad resultando en una rápida caída de tensión.

Se considera el ejemplo mostrado en la figura 5.9, el parámetro de bifurcación es la carga del sistema. Las variables de estado del sistema son las tensiones y ángulos de la carga. A medida que el parámetro de carga se incrementa lentamente, las soluciones estable e inestable se aproximan una a otra y finalmente se juntan en el punto de cargabilidad crítica. Las soluciones de equilibrio desaparecen en este

punto, es decir en el punto de bifurcación tipo Nudo-Silla.

Antes de la bifurcación, las variables de estado del sistema siguen la trayectoria del equilibrio estable conforme se incrementa la carga lentamente (parte superior de la Curva P-V). Por tal razón las ecuaciones algebraicas pueden usarse para seguir este punto de operación. En la bifurcación, el equilibrio se convierte inestable y el resultado es un colapso de tensión transitorio que requiere el uso de un modelo dinámico. Sin embargo, la detección del punto de bifurcación no requiere el uso de modelos dinámicos.

Para la operación del sistema eléctrico es importante conocer cuan cerca de los límites fijados se encuentra en cada momento para poder tomar las acciones correctivas necesarias. Es por ello que se implementan agentes evaluadores que se dedicarán a determinar los límites de las reserva descritas en este apartado, que calcularán los niveles de reserva real y determinarán si se produce alguna violación de los mismos.

En el sistema propuesto, se pretende evaluar el límite de cargabilidad λ en cada punto de operación del sistema y compararlo con el límite operativo [35]. Para ello, se hará uso del método de continuación. En cada paso de incremento de λ , se evaluarán las tensiones del sistema, en el momento en el que algún nodo no cumplan los límites de violaciones en N, el valor de λ en ese momento se considerará el límite del sistema en ese punto de operación. Si este es inferior al límite establecido el agente considerará que existe una falta de reserva de regulación de tensión en el periodo de estudio.

5.2.4. Agentes Correctores

El objetivo de los agentes correctores es reaccionar antes las violaciones o faltas de reserva detectadas por los agentes evaluadores y proponer cambios en el conjunto de las variables de control que permitan solucionar dichas violaciones o faltas de reservas. Para ello los agentes correctores deben seguir las siguientes directrices:

- Minimizar el número de variables de control a modificar
- Minimizar las modificaciones sobre dichas variables con respecto al despacho económico

- No saturar las variables de control

En definitiva lo que se pretende es que los agentes correctores elijan las variables más efectivas, actúen sobre ellas lo mínimo imprescindible e intenten mantener márgenes de operación en las mismas.

5.2.4.1. Violaciones N

Como resultado de los agentes evaluadores en N, se identificarán aquellos elementos de la red que se encuentren fuera de sus límites de operación. El objetivo del agente corrector debe ser modificar las variables de control disponibles dentro de sus márgenes para devolver a los elementos afectados a sus límites de operación.

Para ello se debe implementar un algoritmo de optimización que determine la magnitud de las modificaciones a aplicar en cada variable de forma que se cumplan los objetivos descritos en el punto anterior. El problema se dividirá en dos fases:

- Identificar las variables de control más adecuadas
- Determinar la magnitud de la modificación

El primer problema se resolverá con el análisis de sensibilidad, tanto de tensiones para las violaciones nodales, como de flujos para las violaciones de líneas y transformadores. El segundo problema se resolverá utilizando un algoritmo genético que minimice la magnitud de las variables seleccionadas cumpliendo las restricciones de la red.

Análisis de sensibilidad

Los análisis de sensibilidad dan la relación entre las variables de estado (las tensiones en los nudos) y las variables de control (las consignas de los posibles controladores). Es posible obtener la expresión de sensibilidad de las ecuaciones de flujo de potencia:

$$g(U, X) = 0 \quad (5.8)$$

Donde u es el vector de las variables de control y x es el vector de las variables de estado. Expandiendo la ecuación anterior en su serie de Taylor hasta los términos de primer orden, alrededor del punto de operación tenemos:

$$g(X^0 + \Delta X, U^0 + \Delta U) \simeq g(X^0, U^0) + \frac{dg(X, U)}{dX} \Delta X \dots \quad (5.9)$$

Dado que las ecuaciones del sistema se satisfacen para el nuevo punto de operación:

$$g(X^0 + \Delta X, U^0 + \Delta U) = g(X^0, U^0) = 0 \quad (5.10)$$

Entonces resulta:

$$\frac{dg(X, U)}{dX} \Delta X + \frac{dg(X, U)}{dU} \Delta U = 0 \quad (5.11)$$

Despejando se obtiene:

$$\Delta X = - \left[\frac{dg(X, U)}{dX} \Delta X \right]^{-1} \Delta \frac{dg(X, U)}{dU} \Delta U \quad (5.12)$$

$$\Delta X = S \Delta U \quad (5.13)$$

Donde S es la matriz de sensibilidad que da la relación entre un cambio en las variables de control (ΔX) respecto de su efecto en las variables de estado (ΔU).

Sensibilidad de los niveles de tensión

La determinación de la sensibilidad se puede simplificar haciendo uso de la representación linealizada y desacoplada del modelo de flujo de potencia reactivo.

Para una red de n nodos, el estado actual se representa por las siguientes $2n$ ecuaciones [56]:

$$V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})) - P_i^g + P_i^l \quad (5.14)$$

$$V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin(\theta_{ij}) + B_{ij} \cos(\theta_{ij})) - Q_i^g + Q_i^l \quad (5.15)$$

Donde,

- V_i tensión en el nodo i .
- ϑ_{ij} diferencia de los ángulos de fases entre los nodos i y j .
- P_i potencia activa en el nodo i .

- Q_i potencia reactiva en el nodo i .
- $G_{ij} + B_{ij}$ elemento ij de la matriz de admitancias.
- g, l generación y carga respectivamente.

Usando teoremas de red podemos derivar la representación linealizada desacoplada del modelo de potencia reactiva:

$$\begin{bmatrix} B_l & B_{lg} \\ B_{lg} & B_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_l \\ \Delta V_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta i_l \\ \Delta i_g \end{bmatrix} \quad (5.16)$$

Las expresiones correspondientes para las diferentes sensibilidades son determinadas como sigue:

Aplicación a generadores

La sensibilidad de la tensión de un nodo de carga respecto a la tensión de un nodo generador resulta de la ecuación anterior, definiendo $\Delta i_l = 0$

$$B_l \Delta V_l = -B_{lg} \Delta V_g \quad (5.17)$$

La ecuación da la relación entre los cambios en la consigna de tensión utilizada en el generador y su efecto en los nodos de carga.

Aplicación a elementos compensadores paralelos

En este caso se considera que las consignas de los generadores no cambian, lo que implica que $\Delta V_g = 0$

$$B_l \Delta V_l = \Delta i_l \quad (5.18)$$

$$\Delta i_g = B_{lg}^t \Delta V_l \quad (5.19)$$

Para un transformador conectado entre dos nodos (n, m), con su tap en el lado m , un cambio en la relación de transformación puede ser modelado como corriente reactiva inyectada en m y n :

$$\Delta i_m = -\frac{1}{t^2} [b_{mn} V_n \cos(\theta_m - \theta_n)] + \frac{2}{t^3} [V_m b_{mn}] \quad (5.20)$$

$$\Delta i_n = -\frac{1}{t^2} [b_{mn} V_n \cos(\theta_m - \theta_n)] \quad (5.21)$$

Donde b_{mn} es la susceptancia del transformador. La sensibilidad requerida se obtendrá reemplazando los resultados de estas ecuaciones en la expresión de sensibilidad para el caso de los condensadores.

Después de calcular todas las sensibilidades entre un nodo con violación y cualquier equipo controlable presente en la red, estamos en condiciones de construir una lista de mérito de controladores.

Esta lista de prioridades permite excluir del cómputo a aquellas variables de control cuyo aporte no sea significativo para la resolución del problema tratado. Al combinar la lista de prioridades con un umbral de aceptación logramos reducir las variables de control a considerar.

Sensibilidad de flujos

Para resolver los problemas relacionados con la sobrecarga en el sistema de transmisión es necesario, como primer paso, determinar una lista ordenada de la efectividad que tendrán los controles disponibles. Esto permite reducir el espacio de búsqueda de la solución al considerar solamente los controles mejor posicionados, descartando aquellos con menor influencia. Esta sensibilidad está definida como el cambio en la potencia activa circulando por la línea debido a un cambio en la inyección de potencia activa de un nodo de la red, y puede ser descrita por la relación:

$$SF_n^k = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta P_n} \quad (5.22)$$

Donde SF_n^k es la sensibilidad del flujo circulando por la línea k, que va del nodo i al j, respecto de la variación elemental de potencia activa en un nodo n.

El flujo de potencia activa en la línea k, está definido por:

$$P_{ij} = V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - V_i^2 Y_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (5.23)$$

$$Q_{ij} = -V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) + V_i^2 Y_{ij} \sin \theta_{ij} - \frac{V_i^2 Y_{sh}}{2} \quad (5.24)$$

donde V_i y δ_i son el módulo y ángulo de la tensión en el nodo i. Y_{ij} y ϑ magnitud

y ángulo del elemento ij de la matriz de admitancias. Y_{sh} es la admitancia paralelo de la línea.

Usando una aproximación de Taylor de primer orden (despreciando los términos de la expansión de segundo orden o superior) podemos reescribir como:

$$\begin{aligned}\Delta P_{ij} &= \frac{dP_{ij}}{d\delta_i} \Delta\delta_i + \frac{dP_{ij}}{d\delta_j} \Delta\delta_j + \frac{dP_{ij}}{dV_i} \Delta V_i + \frac{dP_{ij}}{dV_i} \Delta V_i \\ \Delta Q_{ij} &= \frac{dQ_{ij}}{d\delta_i} \Delta\delta_i + \frac{dQ_{ij}}{d\delta_j} \Delta\delta_j + \frac{dQ_{ij}}{dV_i} \Delta V_i + \frac{dQ_{ij}}{dV_i} \Delta V_i\end{aligned}\quad (5.25)$$

Simplificando la notación:

$$\begin{aligned}\Delta P_{ij} &= a_{ij} \Delta\delta_i + b_{ij} \Delta\delta_j + c_{ij} \Delta V_i + d_{ij} \Delta V_i \\ \Delta Q_{ij} &= a'_{ij} \Delta\delta_i + b'_{ij} \Delta\delta_j + c'_{ij} \Delta V_i + d'_{ij} \Delta V_i\end{aligned}\quad (5.26)$$

donde, computando las derivadas:

$$\begin{aligned}a_{ij} &= V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\ b_{ij} &= -V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\ c_{ij} &= V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) - 2V_i Y_{ij} \cos\theta_{ij} \\ d_{ij} &= V_i Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\ a'_{ij} &= V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\ b'_{ij} &= -V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\ c'_{ij} &= -V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) + 2V_i Y_{ij} \cos\theta_{ij} - V_i Y_{sh} \\ d'_{ij} &= -V_i Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)\end{aligned}\quad (5.27)$$

En el proceso de resolución del problema de flujos de potencia mediante Newton-Raphson, se determina el Jacobiano que permite resolver el sistema de ecuaciones no lineales de manera iterativa:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix}\quad (5.28)$$

desacoplando el problema activo del reactivo,

$$\begin{aligned}\Delta P &= [J_{11}][\Delta\delta] \\ \Delta Q &= [J_{22}][\Delta V]\end{aligned}\quad (5.29)$$

despejando obtenemos,

$$\begin{aligned}\Delta\delta &= [J_{11}]^{-1}[\Delta P] = [M][\Delta P] \\ \Delta V &= [J_{22}]^{-1}[\Delta Q] = [N][\Delta Q]\end{aligned}\quad (5.30)$$

y desarrollando las ecuaciones en forma explícita,

$$\Delta\delta_i = \sum_{l=1}^{Nb} m_{il} \Delta P_l \quad i = 1, 2, \dots, Nb \forall i \neq S \quad (5.31)$$

$$\Delta V_i = \sum_{l=1}^{Nb} n_{il} \Delta Q_l \quad i = 1, 2, \dots, Nb \forall i \neq S \quad (5.32)$$

dado que se había asumido el desacople activo/reactivo podemos reformular las ecuaciones,

$$\begin{aligned}\Delta P_{ij} &= a_{ij} \Delta\delta_i + b_{ij} \Delta\delta_j \\ \Delta Q_{ij} &= c'_{ij} \Delta V_i + d'_{ij} \Delta V_j\end{aligned}\quad (5.33)$$

De la combinación podemos determinar el aporte que las variaciones en las inyecciones de activa de cada nodo provoca en el flujo de potencia activa sobre la línea k:

$$\Delta P_{ij} = a_{ij} \sum_{l=1}^{Nb} m_{il} \Delta P_l + b_{ij} \sum_{l=1}^{Nb} m_{jl} \Delta P_l \quad (5.34)$$

$$\Delta P_{ij} = a_{ij} \sum_{l=1}^{Nb} S_{kl} \Delta P_l \quad (5.35)$$

Donde la sensibilidad se calcularía según:

$$\Delta S_{kl} = a_{ij} [m_{il} - m_{jl}] \quad (5.36)$$

donde S_{kl} es la sensibilidad del flujo en la línea k respecto de cambios de inyección en el nodo l. Es posible tener una idea aproximada de cómo inciden las inyecciones nodales en la carga de cada línea.

Siendo los términos m los del Jacobiano J_{11}^{-1} :

$$J_{km} = V_k V_m (G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)) \quad (5.37)$$

$$J_{kk} = -Q_k - B_{kk} V_k^2 \quad (5.38)$$

Si, por ejemplo, se produce una violación única en una línea, esta expresión permite listar en forma ordenada tanto los generadores como las demandas que influyen en el problema.

Esta información se utiliza para que el proceso de optimización se enfoque en obtener acciones correctivas observando solamente aquellos controles realmente relevantes al problema a resolver, esto es, aquellos con una mayor sensibilidad relativa.

Cálculo de las variables de control

Una vez listadas las variables de control más eficientes para modificar cada variable de estado con violación, se utilizará un algoritmo genético para optimizar la modificación de las mismas de forma que se cumplan las restricciones [75].

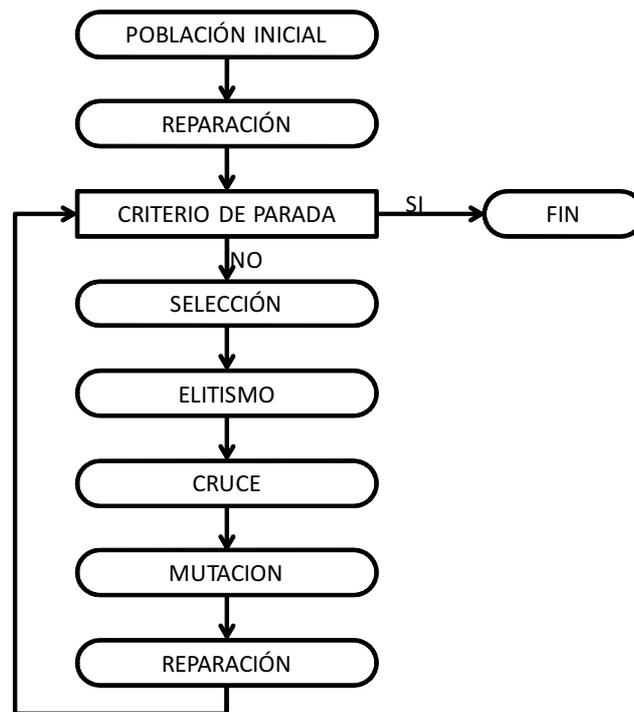


Figura 5.10: Esquema del algoritmo genético secuencial

Los diferentes elementos de diseño del algoritmo se pueden resumir en:

1. Individuos: El cromosoma de cada individuo de la población estará compuesto por las variables obtenidas en los análisis de sensibilidad.

2. Inicialización: Debido a la facilidad de que las soluciones estén en rangos no factibles, se debe inicializar la población de forma que todas las soluciones iniciales sean factibles evitando así que la población evolucione hacia puntos no factibles. Para ello se inicializan de forma aleatoria todos los individuos que posteriormente se someterán a un proceso de reparación que se comentará a continuación.
3. Función de aptitud: La evaluación de cada individuo se realizará evaluando la diferencia de la variable respecto a su valor de despacho, más un penalización en caso de seguir produciendo una violación en N .
4. Elitismo: Es la promoción directa hacia la siguiente generación, sin someterlo a operadores genéticos, del mejor individuo de la generación actual.
5. Operador de Selección: Para el operador de selección se ha utilizado el método de la ruleta. En base al valor de la función de aptitud de cada elemento se calcula su probabilidad según:

$$Prob_i = \frac{apt_i - \sum_N^{i=1} apt_i}{\sum_N^{i=1} apt_i} \quad (5.39)$$

A continuación se calcula la probabilidad acumulada de los individuos, generando así la tarta, donde cada individuo tendrá una superficie proporcional a su función de aptitud. Posteriormente se determina al azar un número que representa el valor de probabilidad acumulada a elegir, se selección el individuo correspondiente y se salva para la siguiente generación.

6. Operador de Cruce: El operador genético de cruce es uno de los más importantes del algoritmo. El cruce pretende mezclar los cromosomas para generar individuos mejores. Para ellos se intercambian partes del cromosoma. En el proceso de cruce se toman dos individuos progenitores y se generan dos individuos hijos. Para generar a los hijos se eligen de forma aleatoria dos puntos de corte. Los hijos son el fruto de la mezcla de los cromosomas por los puntos de corte tal y como se indica en la figura 5.11.
7. Operador de Mutación: Tras el proceso de selección y cruce se somete la

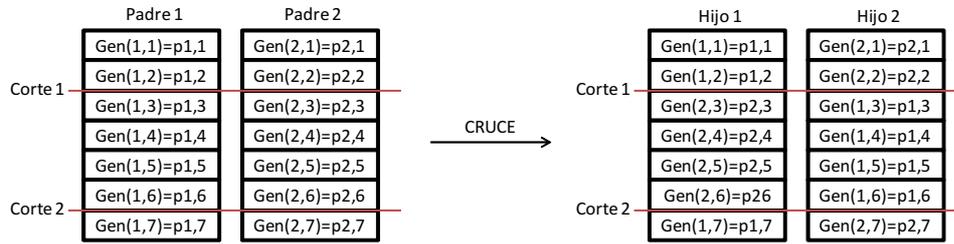


Figura 5.11: Operador de cruce

población resultante a una mutación. Una proporción de la población se somete a una pequeña variación de alguna de las variables multiplicándolas por un valor cercano a uno. Esto ayuda a generar diversidad en la población.

8. Reparación: En el caso de las variables de tensión no es necesario un reparación, sin embargo, las variables de regulación de potencia que afectan a la consigna de grupos pueden tender a soluciones no factibles ya que deben cumplir la restricción de que, la suma de las potencias generadas debe ser igual a la demanda. Por ello el módulo de reparación redistribuirá las potencias en caso necesario para garantizar la factibilidad del individuo.

5.2.4.2. Violaciones N-1

Como ya se comentó en apartados anteriores, el estudio de disparos en N-1 pretende analizar la capacidad del sistema para permanecer en estado seguro después de perder uno de sus elementos. Para ello se recurre a hacer simulaciones utilizando el flujo de potencia, desconectando secuencialmente todas las líneas de una en una. Si como resultado de alguna de las simulaciones se obtiene que alguna de las líneas restantes resultaría sobrecargada o que un nodo sufre una violación de tensión, se deben utilizar las variables de control disponibles para disminuir esa sobrecarga o corregir esa violación siguiendo el mismo procedimiento y el mismo método que para resolver las violaciones en N. Para ello se utilizará la misma metodología que en el apartado anterior según el siguiente procedimiento para cada caso:

- Identificar las líneas que queda sobrecargadas y los nodos con violaciones

- Determinar el nivel de sobrecarga
- Aplicar el método utilizado en violaciones en N para reducir la potencia de la línea sobrecargada en el caso precontingencia
- Repetir el procedimiento hasta obtener un caso seguro o llegar al límite de las variables de control
- En caso de no obtener mejora modificado las consignas de generación se probará modificando la topología de la red

El análisis de sensibilidad es el mismo que en el caso de violaciones en N. Así mismo el algoritmo genético también es el sustancialmente el mismo con dos diferencias. Una es que la selección de variables no se hace para la línea para la que se simula en N-1, sino para la línea que queda sobrecargada en el escenario postcontingencia. La otra es que el la función objetivo varía, en este caso se penaliza volviendo a simular el caso postcontingencia y evaluando las violaciones de todas las líneas.

Es posible que en muchas circunstancias no pueda corregirse una violación mediante la modificación del despacho de cargas ya que la propia topología de la red no lo permita siendo la corrección no factible. En estos caso se puede intentar una segunda alternativa que es la modificación de la topología. Modificando la topología se puede conseguir la modificación del perfil de flujo descargando las líneas críticas de la red.

Esta modificación se realizará con un algoritmo genético similar al usado para la modificación de las consignas de generación. La diferencia está en el cromosoma de cada individuo. El cromosoma será binario y estará formado por el estado 0 ó 1 de cada línea. Por lo tanto, la inicialización de la población se realizará dando valores 0 y 1 de forma aleatoria pero manteniendo una proporción de líneas conectadas mayor de del 80 % ya que la modificación se espera que sea muy leve, y manteniendo forzadas aquellas líneas que previamente ya se encontraban desconectadas por motivos técnicos.

El esquema del algoritmo genético y la composición de los diferentes operadores es idéntica al del corrector de violaciones en N, por lo que no es necesario volver a repetirlo.

5.2.4.3. Deslastre

Como se explicó en el apartado de los agentes evaluadores, existe un problema a vigilar, especialmente en sistemas aislados, que es el riesgo de deslastre de carga por subfrecuencia causado por desequilibrios de generación-demanda. Para corregir este problema se utilizará un método desarrollado por el autor y recogido en [113] que se describe a continuación.

Para solucionar el problema descrito se plantea la posibilidad de realizar una optimización o corrección que determine cuál es el reparto óptimo de generación (equilibrio economía-seguridad del suministro) que minimice el mercado que se puede perder.

Para mejorar la comprensión del problema se puede definir una relación entre las potencias generadas y los riesgos de potencias deslastradas. De esta forma se puede formular el problema como una función de transferencia:

$$(P_1^D, P_2^D \dots P_i^D \dots P_n^D) = F(P_1^G, P_2^G \dots P_i^G \dots P_n^G) \quad (5.40)$$

donde:

- P_i^D es la potencia deslastrada cuando dispara el grupo i
- P_i^G es la potencia generada por el grupo i
- F es una simulación en el dominio del tiempo.

Lo que se pretende es modificar el vector de potencias generadas P_i^G para minimizar el vector de potencias deslastradas P_i^D . Para ello se plantea esta solución basada en entrenar una red neuronal para que determine las modificaciones a realizar en cualquier despacho económico de carga para minimizar los posibles deslastres por subfrecuencia. Como es posible generar para cada combinación de despacho de cargas un despacho óptimo, se puede generar un conjunto de parejas que permitan realizar un aprendizaje supervisado.

En la figura 5.12 se resumen los diferentes pasos para generar la red neuronal. En primer lugar se generan, para unas restricciones dadas, todos los estados que puede tener el sistema, es decir todos los casos posibles. Estos casos posibles forman el conjunto de entradas. A continuación se realiza con ayuda de un simulador

las correcciones oportunas sobre cada estado para alcanzar los objetivos iniciales, obteniendo así los casos optimizados o salidas. Cada pareja entrada-salida forma un caso del conjunto de entrenamiento de la red. Una vez entrenada la red se implementan los pesos resultantes de ese aprendizaje permitiendo simular los casos en tiempo real.

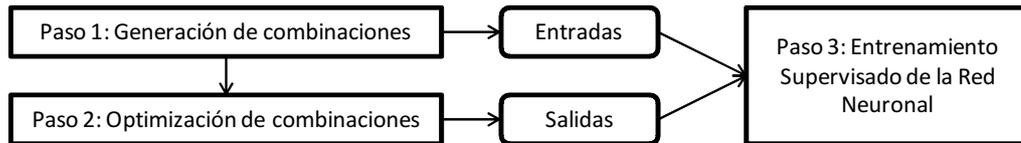


Figura 5.12: *Desarrollo de la red neuronal*

Así, la red neuronal adquiere, mediante este entrenamiento, la base de conocimiento que le permite reconocer patrones y actuar ante nuevos casos de entrada en base al conocimiento adquirido. Se describen a continuación los pasos necesarios para generar la red neuronal:

- Generación de combinaciones

La generación de combinaciones consiste en crear un conjunto de combinaciones que recoja todas las configuraciones de las potencias de generación posibles. Como estas son variables continuas, para poder generar un conjunto finito es necesario discretizar el campo de búsqueda. Para resolver el problema, primero se discretiza el rango de trabajo de cada grupo. Para ello se define el parámetro *Step*, que define el tamaño de los intervalos en los que se dividirá el rango de trabajo de cada grupo. Este parámetro corresponde con la precisión de la discretización, pues cuanto más alto es el *Step*, mayor distancia existe entre unos casos y otros y viceversa para valores más bajos. Para un determinado valor del *Step*, el número de intervalos de cada grupo será:

$$m_i = \text{floor} \left(\frac{P_{max} - P_{min}}{step + 1} \right) \quad (5.41)$$

Donde la función $\text{floor}()$ realiza el redondeo al entero más cercano por debajo, es decir elimina la parte decimal. Se suma uno para tener en cuenta el estado

apagado.

Una vez definido el número de estados en los que puede estar cada grupo, se puede estimar el número final de casos que se generarán según:

$$M = \prod_1^N m_i \quad (5.42)$$

Definido el número de estados posibles de cada grupo se obtiene el valor de la potencia generada de cada grupo en cada estado posible. Una vez que se tienen esos vectores se pueden generar de forma secuencial todas las posibles combinaciones de casos de forma sencilla.

■ Optimización de combinaciones

Una vez generadas las entradas se procede a generar las salidas, que son las modificaciones de las entradas cumpliendo los siguientes dos objetivos:

- Objetivo 1: Minimizar los deslastres de carga.
- Objetivo 2: Minimizar las desviaciones con respecto al estado inicial.

Siendo prioritario siempre el objetivo 1 sobre el 2. Por lo tanto queda clara la regla de decisión en esta optimización multiobjetivo: se buscarán todas las soluciones con el mismo mejor nivel de la función objetivo 1, y de entre ellas se elegirá la que tenga el mejor nivel de la función objetivo 2.

Hay que tener en cuenta que este proceso de minimización se realiza considerando las siguientes restricciones:

- La potencia total demandada en el sistema debe ser la misma.
- Los grupos desconectados deben permanecer desconectados.
- Los grupos acoplados deben permanecer acoplados.
- Los grupos deben de estar dentro de sus rangos de trabajo.

Por lo tanto, el problema se puede plantear según:

$$f_1 = \sum_{i=1}^n P_i^{des} \quad (5.43)$$

$$f_2 = \sum_{i=1}^n \text{abs}(P_i^0 - P_i^1) \quad (5.44)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n P_i^0 &= \sum_{i=1}^n P_i^1 \\ \text{Si } P_i^0 = 0 &\longrightarrow P_i^1 = 0 \forall i \\ \text{Si } P_i^0 > 0 &\longrightarrow P_i^1 > 0 \forall i \\ P_i^{max} &> P_i^1 > P_i^{min} \end{aligned} \quad (5.45)$$

donde:

- P_i^{des} representa la potencia deslastra por el disparo del grupo i que viene dada por la respuesta del simulador y es función de las potencias generadas por el resto de grupos: $P_i^{des} = F(P_1^1, P_2^1, \dots, P_i^1, \dots, P_n^1)$
- P_i^0 es la combinación a optimizar
- P_i^1 es la solución propuesta por el optimizador

Para esta optimización se ha optado por implementar un método de búsqueda exhaustiva. A priori se podría pensar que este método será más ineficiente ya que explorará todos los casos posibles. Sin embargo, el número de casos factibles es reducido, una media de un 10% de los casos posibles serán evaluados y solo introducirá en la función objetivo dichos casos mientras los métodos iterativos suelen utilizar la función objetivo muchas más veces en una misma iteración, llegando incluso a repetir la evaluación del mismo estado en varias iteraciones.

Esta es una optimización multiobjetivo, los objetivos f_1 y f_2 no están en oposición directa. f_1 representa la suma de los deslastre posibles por el disparo individual de cada grupo. Mientras que f_2 representa el sumatorio del valor absoluto de la diferencia entre la potencia inicial y la potencia de la solución propuesta. De esta forma f_2 representa el desvío con respecto al estado inicial. El objetivo f_1 presenta resultados discretos. Esto es lógico ya que el valor de la potencia deslastrada depende del número de escalones que

actúan, y como para un mismo escenario esta potencia es fija, la función f_1 solo podrá tomar valores discretos.

Es por ello que distintas soluciones muy diferentes entre ellas pueden producir el mismo valor de f_1 . Cada una de estas soluciones estará caracterizada por un valor de f_2 . Por ello, para cada f_1 posible, pueden existir varias f_2 , y no se puede decir que f_1 y f_2 están en oposición directa.

En la figura 5.13 aparece un ejemplo de la aplicación de esta optimización. En el eje Y está representado f_1 , que como se esperaba solo toma valores discretos. En el eje X está representado f_2 . Se observa, que para el mismo nivel de f_1 se obtienen varios niveles de f_2 . El óptimo de Pareto está representado por la línea roja. La regla de decisión en este frente es clara y se tomará por tanto el valor con menor f_1 de los tres.

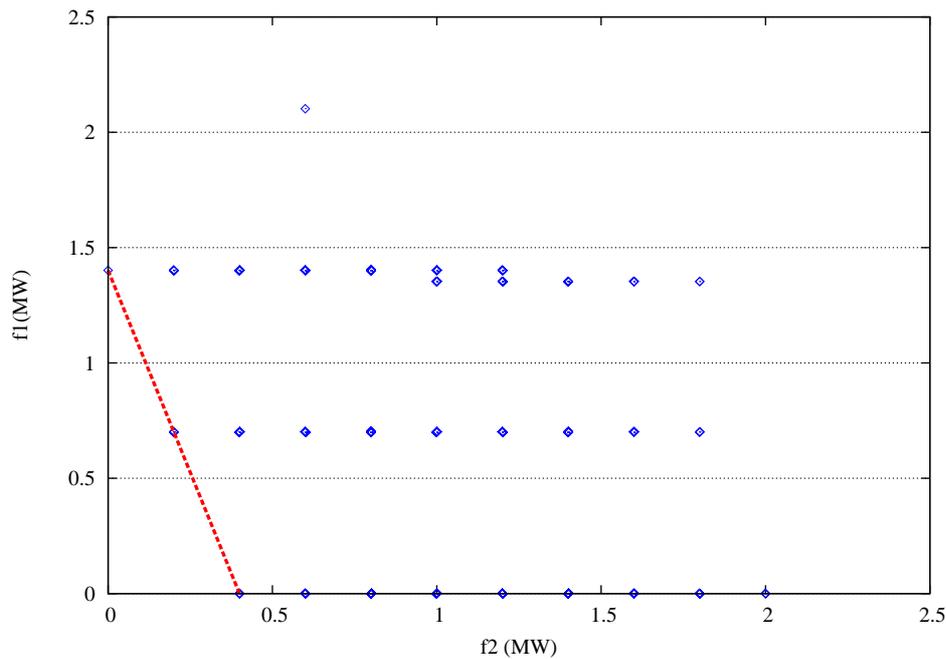


Figura 5.13: Soluciones encontradas para un problema tipo

Este proceso de búsqueda se ejecutará de la misma forma que la planteada para la generación de los posibles casos de entrada. Es decir, se discretizan los rangos de trabajo de los grupos, pero en este caso solo de los grupos acoplados. Se generarán secuencialmente todas las combinaciones posibles.

Se verificarán las soluciones válidas según las restricciones del generador de casos más las restricciones particulares planteadas para el optimizador.

Cada solución válida se introducirá en el simulador implementado para el agente evaluador y se calcularán las funciones objetivo. En cada iteración se comprobará si esa solución es el mínimo global encontrado o no. Finalmente se tendrá registrada la solución óptima de todas las generadas.

■ Configuración y entrenamiento de la red neuronal

Una vez generado el conjunto de entrenamiento se configura y entrena la red neuronal. Para ello se somete la misma a una serie de ensayos con el fin de encontrar la configuración más adecuada de la misma, encontrándose los mejores resultados con la siguiente configuración:

- Entradas: Igual al número de grupos
- Salidas: Igual al número de entradas
- Método de procesado: Escalado respecto a una media 0 y a una desviación estándar 1
- Regla de propagación: Sumatorio en todas las capas
- Regla de activación: Sigmoïdal en todas las capas
- Neuronas en la capa oculta: 20
- Número de capas ocultas: 1
- Método de entrenamiento: Resilient backpropagation

La red de propagación hacia adelante es la más adecuada para este tipo de problemas estacionarios. Con el fin de adquirir la configuración adecuada de la ANN, se han realizado cientos de pruebas. Los aspectos más influyentes son el método de procesado, la función de activación y el método de entrenamiento. Las reglas de propagación no tienen una influencia significativa. Con el uso de un adecuado método de proceso, el error promedio se puede reducir hasta en un 50 %. La mayoría de las aplicaciones utilizan el escalado entre el máximo y el valor mínimo de cada entrada, pero no se adapta bien

a este caso, eligiendo así el escalado respecto a la media y a la desviación estandar.

La función de activación indica que el proceso no es lineal, y justifica la aplicación de una red neuronal. El método de entrenamiento que mejor se adapta es el Levenberg-Marquardt. Sin embargo, es muy intensivo en la memoria y no es válido para la aplicación a este caso, debido al tamaño del grupo de datos. Cuando se aplica el método clásico más simplificado de Resilient backpropagation se obtienen unos errores similares con menos requisitos computacionales.

5.2.4.4. Reserva de regulación de tensiones

Como se vio en el apartado anterior, se puede medir el nivel de cargabilidad de la red eléctrica en cada instante antes de provocar un colapso de tensión.

Cuando este nivel es demasiado bajo se requiere tomar acciones preventivas para evitar que algún cambio en alguno de los elementos conectados lleve al sistema a superar este límite con el consiguiente colapso del mismo.

Se debe pues implementar un método que permita modificar las variables de control de forma que se aumente el margen de carga del sistema. Para ello se aprovecharán los buenos resultados de los métodos de corrección de violaciones en N y en $N-1$ y se aplicará una aproximación similar.

Para ello se identifica el nudo o nudos que colapsarán antes y se aplica el ya explicado método de sensibilidades para elegir las variables de control que permitan modificar la magnitud de esta tensión. A continuación se aplicará un algoritmo genético con la misma estructura y objetivo. En este caso la función de aptitud será penalizada si el margen de cargabilidad se encuentra por debajo del límite establecido.

La solución adoptada en este caso es idéntica a la adoptada ante las violaciones en N , modificar el perfil de generación para mejorar los niveles de tensión del nudo crítico. La selección de las variables y la ejecución del algoritmo genético serán idénticas con las excepciones de que la función objetivo será el límite de cargabilidad.

5.2.5. Agentes Deliberativos

Según el análisis y la asignación de tareas realizado, la parte final del proceso de programación es la toma de decisiones. Al final de este proceso, el agente deliberativo tiene como entradas:

- La solución inicial del despacho económico
- La evaluación de la solución inicial
- Las N alternativas a la solución inicial con un tipo de violación o reserva corregido y la correspondiente evaluación.

Con esta información el agente deliberativo debe elegir entre alguna de las siguientes alternativas:

- Reiniciar el despacho
- Re-evaluar una solución
- Adaptar una solución
- Diseñar una nueva solución alternativa
- Aceptar la solución

El agente deliberativo tendrá al inicio un número de soluciones que va desde 1 a $N+1$ soluciones, siendo N el número de agentes correctores que han generado una propuesta para corregir una violación y una falta de reserva y $+1$ la solución inicial aportada por el agente de despacho económico.

El objetivo del agente deliberativo es la obtención de una solución para el conjunto de variables de control que lleve al sistema a un estado seguro y lo más económico posible. Si las restricciones de la red en un periodo determinado hicieran que el sistema no pudiera estar en estado seguro, el agente deliberativo buscará el estado de alarma más próximo al estado seguro y al mínimo económico. Lo que no puede permitir el sistema de control es la existencia estados con violaciones de las variables de estado.

Por lo tanto el agente deliberativo deberá evaluar la solución inicial encontrando tres situaciones:

- Solución correcta, sistema en estado seguro
- Solución incorrecta, sistema con violaciones de reservas
- Solución incorrecta, sistema con violaciones de variables de estado

El agente deliberativo se debe construir sobre un procedimiento de toma de decisiones. En la bibliografía consultada existen múltiples líneas de investigación disponibles en el área de Inteligencia Artificial [60,155] entre las que destacamos:

- Redes neuronales
- Aproximaciones heurísticas
- Sistemas basados en conocimiento
- Reconocimiento de patrones
- Lógica difusa

En el problema propuesto, podrían plantearse métodos de aprendizaje supervisado que generalicen el conocimiento adquirido por el sistema. Esto requería conocer para cada paquete de entradas la salida correcta para poder entrenar el método, pero debido a la complejidad que se derivaría de generar el conjunto de entrenamiento se opta por un método no supervisado.

Dentro de estos destacan los sistemas basados en conocimiento (SBC), particularmente los sistemas basados en reglas (SBR), ya que el conocimiento de los operadores humanos en cuanto a actuar en función de las entradas descritas es fácilmente describible con reglas básicas [123,164].

Los principales componentes de un sistema experto son los siguientes:

- **Base de Conocimiento:** Un SE posee el conocimiento del experto humano convenientemente formalizado y estructurado; esto es lo que se conoce como Base de conocimiento. Está constituido por la descripción de los objetos y las relaciones entre ellos, así como de casos particulares y excepciones. El conocimiento se puede representar mediante cálculo de predicados, listas, objetos, redes semánticas y/o reglas de producción. De todas ellas, las dos

formas más usuales son las reglas de producción y los objetos. En cualquier caso, la elección de las técnicas de representación a utilizar dependen del tipo de problema a resolver.

- **Base de Hechos:** Se trata de una memoria temporal auxiliar que almacena los datos del usuario, datos iniciales del problema, y los resultados intermedios obtenidos a lo largo del proceso de resolución. A través de ella se puede saber no sólo el estado actual del sistema sino también cómo se llegó a él.
- **Motor de Inferencia:** También llamado intérprete de reglas, es el proceso que se encarga de las operaciones de búsqueda y selección de las reglas a utilizar en el proceso de razonamiento. Por ejemplo, al tratar de probar una hipótesis dada, el motor de inferencia irá disparando reglas que irán deduciendo nuevos hechos hasta la aprobación o rechazo de la hipótesis objetivo.
- **Interfaz:** Todo sistema dispone de una interfaz, que gobierna el diálogo entre el sistema y el usuario. Para el desarrollo de estas interfaces algunas herramientas de desarrollo incorporan generadores de interfaz de usuario o bien se utilizan herramientas de desarrollo de interfaces gráficas existentes en el mercado.

Para poder implementar una solución basada en SBC hay que desarrollar cada uno de sus componentes.

1. Base de Conocimiento:

El paquete de reglas de la operación del sistema se puede resumir según:

- El objetivo número 1 es satisfacer la demanda
- El objetivo número 2 es cumplir las restricciones de operación (Violaciones)
- El objetivo número 3 es cumplir con los niveles de reservas
- El objetivo número 4 es minimizar los costes de operación
- El objetivo 2 es el único que se debe de cumplir estrictamente

- Hay que satisfacer el objetivo 1 cumpliendo el objetivo 2
- Se debe cumplir el objetivo 2 en primer lugar empeorando el objetivo 4
- Se debe cumplir el objetivo 2 en segundo lugar empeorando el objetivo 3
- Se debe cumplir el objetivo 2 en tercer lugar empeorando el objetivo 1

Con este reducido paquete de conocimiento se sencillo plasmar unas cómodas reglas 5.14.

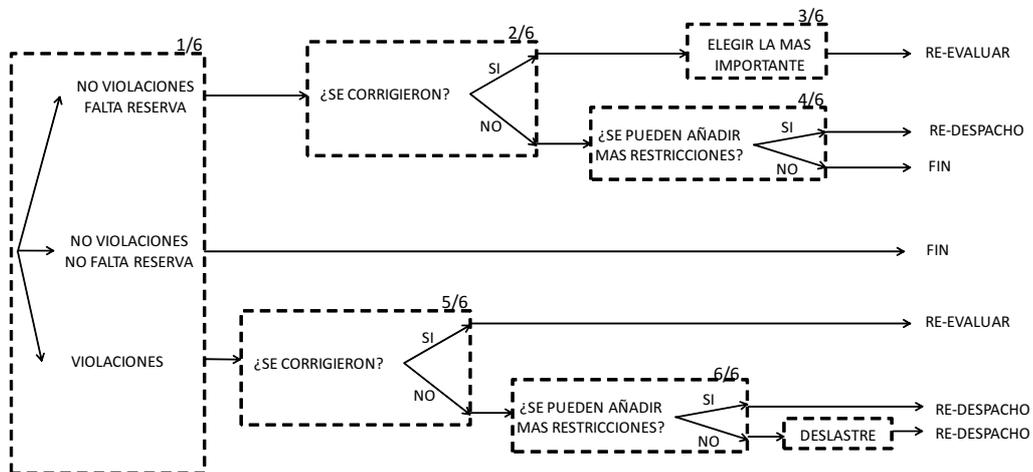


Figura 5.14: Esquema del sistema experto

Regla 1:

- Si la solución inicial no tiene ni violaciones ni falta de reserva se aplica como solución al programa.
- Si presenta violaciones se activa la regla 5.
- Si presenta falta de reserva y no violaciones se activa la regla 2.

Regla 2:

- Si ninguno de los incumplimientos de reserva se ha corregido se activa la regla 4.

- Si alguna de las violaciones se ha corregido se activa la regla 3.

Regla 3:

- De las reservas que se han podido corregir, se escoge la de mayor peso y se envía a ser revaluada.

Regla 4:

- Se analizan la faltas de reserva, si la falta persiste tras varias iteraciones y no está incluida como restricción se añade y se repite el despacho.
- Si ya estaba incluida se da la solución por buena.

Regla 5:

- Si las violaciones han sido corregidas se envía la solución corregida a re-evaluación.
- Si no ha podido ser corregida se activa la regla 6.

Regla 6:

- Al no quedar más alternativas para hacer cumplir las restricciones se debe ejecutar un algoritmo de deslastre de cargas y con el nuevo perfil de carga reiniciar el despacho.

2. Base de Hechos:

En esta ocasión, la base de hechos se alimenta de mensajes provenientes del entorno de comunicación de la plataforma multiagente. Toda la información de partida, intermedia y resultados está soportada por el sistema de mensajería. La base de hechos está compuesta por los vectores de control y estado de la solución semilla, por los resultados de cada restricción y por las soluciones de cada corrector.

3. Motor de Inferencia:

En aplicaciones más complejas se utilizan herramientas específicas de desarrollo de SBR. En esta ocasión no es necesario y el motor de inferencia se soporta directamente sobre el código del agente.

4. **Interfaz:**

En esta ocasión, el sistema experto no interacciona con humanos sino con el resto de agentes de la plataforma. Por lo tanto el interfaz del sistema experto será el de comunicación de la plataforma.

El agente deliberativo o de Toma de Decisiones presenta una estructura más compleja que los analizados anteriormente. Cuando los agentes correctores están realizando su actividad sobre un intervalo determinado, a medida que van completando sus tareas van enviando sus resultados a los agentes de Toma de Decisiones. El primer mensaje de un corrector para un intervalo determinado se usa por los agentes de Toma de Decisiones para asignarse esa tarea entre ellos. Una vez asignada, los siguientes mensajes del resto de correctores serán omitidos por todos los agentes de Toma de Decisiones salvo por el asignado para dicha tarea. Este agente conoce todos los agentes correctores que están involucrados en el proceso y espera a recibir los resultados de todos ellos para ejecutarse.

Cuando obtenga un resultado final escribirá este en la base de datos de Programación para su aplicación.

5. **Estrategia de Desconexión:**

La alternativa de desconexión de cargas es la menos deseable de las acciones de control a utilizar, pero puede ser la única opción para cumplir con el objetivo de preservar la operación del SSEE. Se implementa una metodología basada en prioridades y eficacia para encontrar la mejor estrategia de desconexión de cargas, con la finalidad de disminuir la menor cantidad de demanda posible que permita corregir las situaciones críticas de violación de tensión.

Esta actividad es necesaria cuando las alternativas de solución devueltas por los agentes correctores no han resultado adecuadas. Estas situaciones pueden presentarse debido a que las variables de control se encuentran en sus límites técnicos, es decir, su reserva ha sido agotada y ya no pueden aportar a la corrección de las violaciones aplicando ajustes sobre éstos componentes.

Las situaciones que, por lo general, requieren utilizar esta estrategia respon-

den a violaciones de límite inferior de tensión de nodos y en el caso de que la reserva de los controladores efectivos sea nula (porque la violación sea grande o por escasez de controladores en las inmediaciones del problema). Entonces, si es requerida una posible desconexión de carga del SSEE, se procede a elaborar la mejor estrategia de desconexión de cargas, cuyo efecto esperado es el aumento de tensión en una cantidad igual o mayor a la violación de cada nodo.

Los consumidores tienen diversas formas de contratar la energía que se les suministrará, pudiéndose fijar mediante cláusulas la prioridad en cuanto a su desconexión en situaciones que así lo requieran. La prioridad es la regla o condición principal para la selección de las cargas a desconectar.

Similarmente al análisis de sensibilidad de controladores, la selección de las cargas a desconectar se realiza mediante la elaboración de una matriz de sensibilidades, que da la relación entre un cambio en la potencia consumida por las cargas y su efecto en el nivel de tensión de todos los nodos del sistema. La matriz representa en sus filas a las cargas y en sus columnas a los nodos del sistema de suministro. Para encontrar la relación de sensibilidad, se hace uso de un componente implementado dentro del agente que mide y registra la diferencia de tensión que se provoca en los nodos la desconexión de las cargas tomadas de a una y la diferencia de la potencia en la línea respecto a la potencia en los nudos. La explicación detallada de como obtener esta sensibilidad se encuentra en el apartado correspondiente del agente corrector de violaciones en N.

Una vez que se tiene la matriz de sensibilidad, se eliminan las columnas que representan los nodos sin violación y se procede luego a ordenar las columnas restantes (nodos con violación) de acuerdo a los siguientes factores en el orden y sentido establecidos:

- a) nivel de prioridad de suministro de las cargas del nodo (ascendente)
- b) cantidad de nodos afectados por la desconexión (descendente)

La condición 1 permite clasificar las cargas de acuerdo a su nivel de prioridad de suministro respetando las definiciones contractuales mencionadas

anteriormente.

La condición 2 se obtiene como la cantidad de nodos cuya variación de tensión (ΔV) supera un umbral determinado. La consecuencia de ésta condición, es agregar prioridad a las cargas que provoquen efecto sobre un número mayor de nodos, permitiendo así la desconexión del menor número de cargas posibles para lograr el aumento de tensión esperado.

Una vez que se ha ordenado la matriz de sensibilidades de los nodos con violación, se procede a seleccionar las cargas (en el orden en que han sido clasificadas) sumando los efectos de la variación de tensión sobre los nodos con violación hasta que se haya cubierto la violación más grande. Una vez que se logra esto, se tiene la lista de cargas propuesta a desconectar.

6. Clasificación de estado:

El proceso de clasificación comprende la tarea de asignarle a cada periodo de tiempo de estudio una etiqueta que identifique el tipo de estado en el que se encuentra de entre los cuatro definidos:

- Seguro
- Alarma
- Emergencia
- Reposición

Para determinar en que estado se encuentra en cada instante, el agente buscará si el sistema tiene alguna violación, alguna carencia de reserva o falta de abastecimiento. Con esas tres características se pueden identificar los estados con las siguientes reglas:

- a) Si hay desabastecimiento, se está en estado de Reposición con independencia de las violaciones y la reserva
- b) Si no hay desabastecimiento pero hay violaciones entonces se está en estado de Emergencia con independencia de si hay carencias de reserva.
- c) Si no hay desabastecimiento ni violaciones pero si carencia de reserva entonces se está en estado de Alarma.

- d) Si no hay desabastecimiento, ni violaciones ni carencia de reserva entonces se está en estado Seguro.

5.2.6. Determinación de los periodos de programación

En la planificación de un sistema eléctrico se requiere establecer algún criterio para la operación de éste. El objetivo principal de la planificación de un SEE es minimizar la suma de los costos presentes y futuros, aunque en algunos casos existen otros objetivos como mejorar niveles de seguridad, minimizar la ocurrencia de faltas de abastecimiento o minimizar costes de inversión futuros.

Para conseguir una planificación eficiente y lograr un problema más abordable, en la programación de generación habitualmente se toman en cuenta distintos horizontes de tiempo (Figura 5.15) que parten del más largo plazo, donde la red no se modela con mucho detalle y se está preocupado de optimizar inversiones, disponibilidad de recursos hídricos, nuevas unidades generadores, etc. Se continua con el mediano plazo, etapa caracterizada por los programas de mantenimiento, disponibilidad de combustibles, unidades generadoras, predicciones de precios etc. El largo y mediano plazo presentan muchas semejanzas en la modelación del sistema. Las diferencias radican en que a medida que se reduce el período de planificación, se va modelando con mayor detalle el sistema y las variables aleatorias (demanda y recursos hídricos) se van tornando cada vez mas deterministas, hasta llegar al corto plazo, donde la red se modela con todo el detalle posible, adquieren mayor importancia las restricciones del sistema concretándose cada vez más en la operación del sistema.

La jerarquización temporal busca desagregar las decisiones dada la imposibilidad práctica de encontrar un modelo capaz de caracterizar con suficiente detalle todos los ámbitos.

El despacho económico con todos los procesos descritos se realiza para diferentes periodos de tiempo [25]. Estos periodos viene definidos por (Figura 5.16):

$$P_i(A_i, O_i, \xi_i, f_i) \quad (5.46)$$

Donde:

A es la amplitud del intervalo O es el origen del intervalo ξ_i es la precisión del

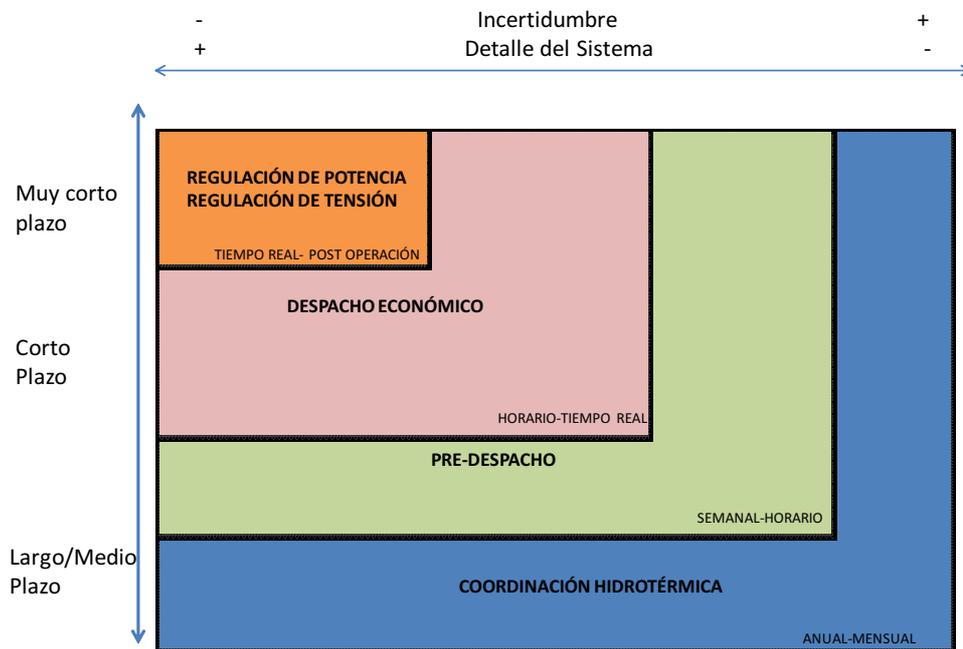


Figura 5.15: Descomposición temporal de la programación

intervalo f es la frecuencia de repetición del intervalo

Un ejemplo habitual de utilización de los intervalos sería:

- A0: Tiempo Real (Real Time), normalmente amplitud de 10 minutos y precisión y frecuencias máximas.
- A1: Horizonte próximo (Hour-Ahead), normalmente 1 hora, precisión máxima y frecuencia de 5 minutos.
- A2: Horizonte intermedio (Intermediate term), normalmente 12 horas, precisión media y frecuencia de 10 minutos.
- A3: Horizonte diario (Day-Ahead), normalmente 24 horas, precisión media frecuencia de 1 hora.
- A4: Horizonte semanal (Week-Ahead), normalmente 7 días, precisión baja, frecuencia 1 día
- AN: Horizontes de análisis, hasta varios años, precisión muy baja y frecuencia según necesidades.

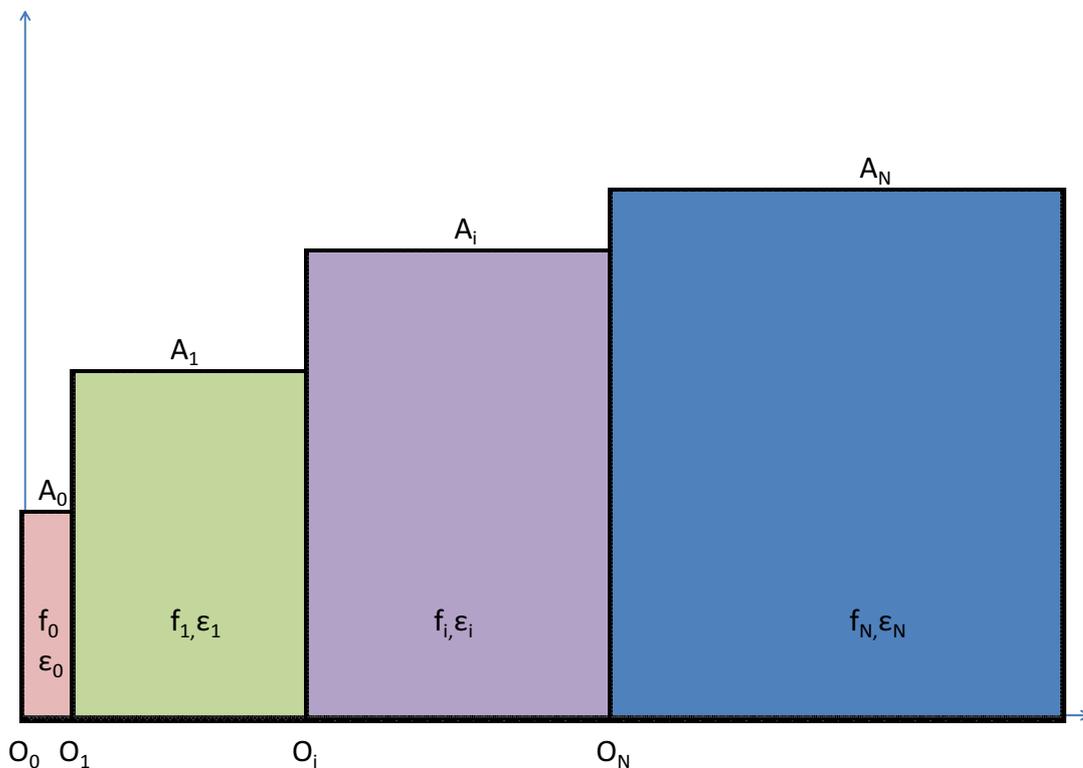


Figura 5.16: *Horizontes de análisis*

Las variables de cada intervalo y el número de intervalos deben adaptarse constantemente para adecuarse en cada momento a la variabilidad de la red. La modificación de estos parámetros se realizará fundamentalmente en base a los errores de estimación entre intervalos y a la variabilidad de la demanda.

En primer lugar se ejecuta el horizonte 3, de cuyo resultado solo toman en cuenta los estados de las unidades generadoras (On/Off) y el estado de la aparatamenta. Los horizontes 1 y 2 tienen como misión ajustar los valores de despacho para esas unidades asignadas a medida que las predicciones de demanda y generación no gestionable son más precisas. Si fuera necesario pueden modificar la asignación de unidades.

En el horizonte de tiempo real A_0 se realiza el último ajuste de las consignas para un resultado óptimo con las últimas predicciones a 20 minutos de demanda y generación.

Los horizontes previos al A_0 son guía para el tiempo real y para tener una

previsión de posibles incidencias en la red.

5.3. Diseño de agentes Bloque 2: Control en tiempo real

Los agentes del bloque de programación trabajan con datos, simulaciones y predicciones de lo que va a ocurrir, sin embargo, los agentes del bloque de control en tiempo real trabajan sobre las medidas captadas en la red eléctrica.

5.3.1. Agentes Estimadores de Estado

El primer paso para el control en tiempo real es medir las variables sobre el sistema. Con estas mediciones se tomarán decisiones respecto al control de la red. Por lo tanto, errores en las mediciones pueden provocar errores en las decisiones. Al ser la medida de las variables eléctricas un proceso complejo y con diferentes pasos de conversión tienden a aparecer incongruencias en el conjunto de la misma que deben ser eliminadas.

El estado de un sistema queda definido por el conjunto de las variables de estado, que son el conjunto mínimo de variables internas del sistema que es necesario conocer para determinar el estado del sistema frente a cualquier estímulo de entrada en todo tiempo posterior. En el contexto de los SEP esto se corresponde al conjunto de tensiones complejas de los nudos del sistema.

La estimación de estado [97] en SEP se corresponde con estimar las tensiones complejas en todos los nudos eléctricos de un sistema dado, mediante el procesamiento de las medidas disponibles e información sobre la topología de la red: sus líneas, transformadores y elementos constitutivos en general. Los tipos de mediciones más comúnmente utilizados son los siguientes:

- Flujos de potencia activa y reactiva a través de líneas y transformadores
- Inyecciones de potencia activa y reactiva en los nodos de generación y consumo
- Módulos de tensiones en las barras del sistema

Aunque por lo general estos valores se obtienen a través de aparatos de medida, en la práctica, pueden utilizarse valores basados en datos históricos o predicciones, llamados Pseudo-medidas que, si bien cuentan con una precisión inferior a las medidas ordinarias, permiten mejorar la redundancia de datos en aquellas zonas de la red pobremente monitorizadas.

Dado el modelo de red, cualquier medición sobre el sistema puede ser expresada como una función, por lo general no lineal, de las variables de estado, más un término que representa el error asociado a dicha medida.

Para un sistema de N barras, se tienen $n=2N-1$ variables de estado, correspondientes a los módulos de la tensión en las N barras y los $N-1$ ángulos medidos con respecto al voltaje en una barra de referencia llamada slack. Típicamente el número de mediciones m es superior al número de estados n . Si este es el caso, el conjunto de ecuaciones representa un sistema sobredeterminado de ecuaciones no-lineales.

En la solución no resulta necesario implementar un método de estimación de estado ya que las medidas provienen de un simulador, así que este agente se limitará a captar los datos de tiempo real e introducirlos en la plataforma MAS.

5.3.2. Agentes Evaluadores

Los agentes evaluadores en tiempo real realizan la misma acción que los evaluadores de programa pero tienen una definición diferente. No analizan un periodo de tiempo determinado sino un punto en el tiempo, que se corresponde con el último conjunto de mediciones proporcionadas por el estimador de estado.

Los módulos de evaluación son los mismos que en tiempo real salvo con el añadido de uno nuevo, el evaluador de la demanda. Este agente simplemente compara la demanda nodal real del sistema con la demanda programada y evalúa si existe un desabastecimiento de la demanda debido a alguna incidencia en la red.

Los evaluadores en tiempo real reciben los datos de la red del estimador de estado, realizan sus simulaciones y envían sus resultados al agente clasificador.

5.3.3. Agentes Clasificadores

El agente clasificador en tiempo real se asemeja al agente deliberativo de programa. Es alimentado por los evaluadores de tiempo real y le permite determinar los tres criterios necesarios para establecer el estado del sistema:

- Abastecimiento de la demanda
- Existencia de violaciones
- Existencia de falta de reservas

Si existe desabastecimiento de la demanda, el sistema deja de aplicar las consignas de programa y activa el módulo de reposición encontrando el sistema en *Estado de Reposición*. Si se abastece la demanda pero existen violaciones el sistema se encuentra en *Estado de Emergencia*. Si se abastece la demanda y no existen violaciones pero si falta de reservas el sistema se encuentra en *Estado de Alarma*. Si se abastece la demanda, no existen violaciones ni faltas de reservas el sistema se encuentra en *Estado Seguro*.

5.3.4. Agentes Gestores de Alarmas

La gestión de alarmas hace referencia a las alarmas recibidas desde la red eléctrica por los diferentes equipos que la componen, en especial los equipos de protección y control. Las alarmas se van a clasificar en dos tipos:

- **Informativas:** Son alarmas que informan de una situación anómala que no requiere una actuación por parte del sistema de control pero de las que deben ser informados los operadores.
- **Correctivas:** Son alarmas cuya repercusión requiere una actuación por parte del sistema de control para corregir o paliar la situación.

Existe multitud de alarmas informativas y correctivas, pero para este trabajo solo se tendrán en cuenta las alarmas que supongan una modificación de las condiciones topológicas de la red, concretamente los disparos, es decir, si una línea,

generador, subestación, etc sufre un disparo y se desconecta del sistema, quedando indisponible para su reconexión durante un periodo determinado.

Este problema se simplifica monitorizando los cambios en los interruptores de la red, si alguno de ellos cambia de estado sin estar planificado se genera una alarma. Como acción correctiva a esta alarma se procede a cambiar el estado previsto del elemento en la base de datos de programa para un tiempo lo suficientemente amplio y se realiza una solicitud al bloque de Programación para que repita el programa para ese periodo teniendo en cuenta este cambio.

5.3.5. Agentes Controladores de Seguimiento

Para cada instante de tiempo, el sistema de control enviará unas consignas a los distintos elementos de la red. Uno de los problemas principales en el control de sistemas reales es que estos no se comportan como se espera. Esto supone un gran problema cuando se quiere realizar toda la gestión de forma completamente automática. Es por ello que el sistema de control debe tener algún método para mejorar su conocimiento del comportamiento de la red.

El principal objetivo es detectar los elementos que no responden a la órdenes de control para que el operador lo investigue, y por otro lado actualizar datos como las potencias máximas y mínimas de generadores y rampas de subida y bajada de cara a mejorar el proceso del despacho de cargas.

Este agente realiza una comparación entre las variables de control de la última medición en tiempo real y el programa asignado para ese instante de tiempo y determina si existe un error en el seguimiento de la consigna. En función del tipo de error se puede generar una alarma y por lo tanto un cambio de restricciones en la base de datos de Programa y un re-ejecución de algunos intervalos o un simple aviso al operador.

La determinación de los límites de error aceptable es un factor que debe manejarse con cierto grado de flexibilidad. En la práctica, de hecho, cualquier operador de centros de control podría asegurar que un valor superior o inferior al 5% es excesivo, pero ¿qué sucede con valores muy próximos a los límites, dentro o fuera de ellos? En estos casos un operador podría asegurar también que un valor de 5.02% no requiere una acción, aunque se ha excedido el límite estrictamente numérico.

Del mismo modo, es probable que el operador afirme en su juicio, que un valor de 4.9% ya es un error inaceptable y crea conveniente aplicar acciones correctivas.

Es en estas situaciones es donde se puede comprender que las decisiones sobre si se han excedido realmente los límites no dependen únicamente del valor de tensión sino también de otros factores contextuales que influyen en la decisión. En cuanto al análisis de errores, se puede afirmar que el comportamiento temporal de la demanda y la ocurrencia de salida de servicios de componentes son factores muy importantes en estas decisiones. Para obtener un valor formal del comportamiento de la demanda, se utiliza la tasa de cambio, que puede ser creciente, decreciente o nula. Con esta información adicional las decisiones abarcan un contexto mucho más amplio, permitiendo tener conciencia de lo sucedido, de la situación actual y lo que se puede esperar a futuro.

Sin embargo, aunque el uso de estas variables adicionales mejora el proceso de decisión, nos enfrentamos nuevamente al dilema de manejar límites numéricamente estrictos. Para afrontar esta situación, se recurre al uso del paradigma de Inteligencia Artificial de la Lógica Borrosa (Fuzzy Logic), que permite modelar situaciones donde las decisiones tienen características flexibles [62, 134, 140].

El objetivo del Sistema Difuso es decidir cuando un error entre el valor medido de las variables de control y el valor esperado de las mismas requiere acciones correctivas. Para ello, el sistema difuso planteado dispone de los siguientes elementos:

- Variables de entrada
 - **Error en la consigna**

En el error en la consigna se define como la diferencia porcentual entre el valor fijado de la variable (programa) y el valor medido en la red. El valor inferido de la variable se clasifica en tres siguientes niveles según la figura 5.17:

 - *Alto Positivo*
 - *Normal*
 - *Alto Negativo*
 - **Error en la demanda**

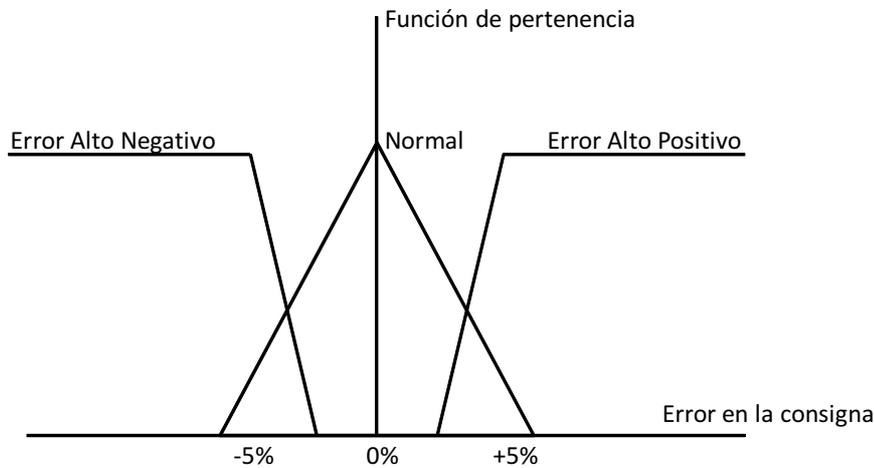


Figura 5.17: *Conjunto difuso de error de seguimiento*

Un error en la consigna puede no ser debido a un error en el seguimiento, sino a un cambio de las condiciones de la red. El mejor indicador de estos cambios es el nivel de demanda, por lo tanto cambios en la demanda provocan errores en el seguimiento que no deben conllevar acción correctiva. Los errores en la predicción de demanda se clasifican también en los tres siguientes niveles según la figura 5.18:

- *Alto Positivo*
- *Normal*
- *Alto Negativo*

- **Tasa de variación del error**

Finalmente, para mejorar la comprensión del entorno se estudia la evolución del error. Es decir se observa si el error tiende a crecer con el tiempo o a disminuir. Si el error se está reduciendo no será necesario aplicar acciones correctivas. Esta variable no es difusa, se incluye en el paquete de reglas del sistema de inferencia.

- Si el punto anterior es mayor que el actual la tasa *Decrece*
- Si el punto anterior es igual que el actual la tasa es *Constante*
- Si el punto anterior es menor que el actual la tasa *Crece*

- Variables de salidas

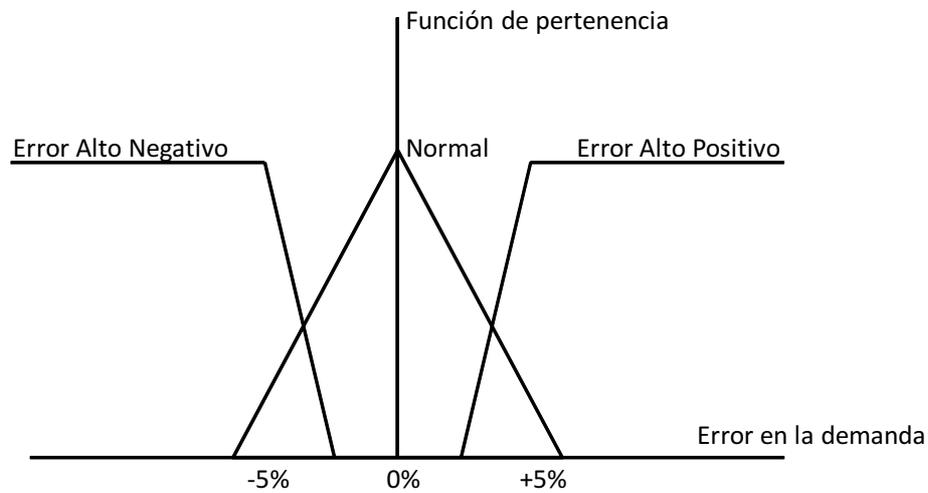


Figura 5.18: Conjunto difuso de error de demanda

• **Acción correctiva**

En función de las distintas combinaciones de las entradas, la salida puede tomar los siguientes valores según la figura 5.19:

- Modificar límite *Superior Largo Plazo*
- Modificar límite *Superior Corto Plazo*
- *Sin acción*
- Modificar límite *Inferior Corto Plazo*
- Modificar límite *Inferior Largo Plazo*

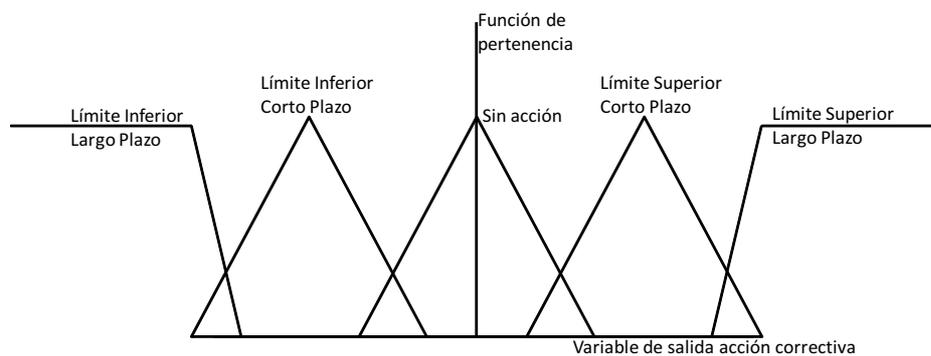


Figura 5.19: Conjunto difuso de acción correctiva

■ Reglas de inferencia

Una vez que se han definido las variables de entrada y salida, se enlazan con el sistema de reglas de inferencia, el cual intenta describir como opera el centro de control al observar el comportamiento de la red. Estas reglas permiten describir las relaciones simbólicas entre las variables de entrada y el estado inferido. En base al razonamiento y al conocimiento del problema se establecen las siguiente reglas de inferencia:

- Si el error de consigna es positivo, el grupo genera de más, el error de demanda es positivo, se demanda de más no se aplica ninguna acción
- Si el error de consigna es positivo y el de demanda nulo o negativo, si la tasa es decreciente o nula se corregirá el límite superior a largo plazo, si es decreciente a corto plazo
- Si no hay error de consigna no se aplica ninguna acción
- Si el error de consigna es negativo y el de demanda es negativo no se aplica ninguna acción
- Si el error de consigna es negativo y el de demanda nulo o positivo, si la tasa es decreciente o nula se corregirá el límite inferior a largo plazo, si es decreciente a corto plazo

5.4. Diseño de agentes Bloque 3: Gestión de la plataforma

5.4.1. Agentes de Control

El agente de control es el encargado de controlar la propia plataforma de agentes. Las tareas de este agente serán:

- Controlar la carga de agentes en las distintas plataformas. Recibirá los mensajes de estado de los agentes y determinará la carga de cada tipología.
- Revisar la carga en todo momento de cada tipología de agente en cada plataforma e iniciar de forma automática nuevos agentes si fuera necesario.

- Recibir alarmas de agentes, si se recibe una alarma de agente dañado, procederá a anular dicho agente y a iniciar un nuevo agente sustituto.
- Ya que este agente también existirá en una colonia de clones desarrolla también un mecanismo de supervisión mutua.
- Proveer de interlocución con los agentes Visualización, por lo que deberá proveerles de información y aplicar sus órdenes. Si un agente de visualización solicita datos vía paso de mensajes, le serán remitidos instantáneamente. La determinación de que agente debe encargarse de asignar la tarea que se realizará según el protocolo establecido. La información a enviar será referente al estado del sistema de control, número de agentes, ocupación, estadísticas, etc. Las ordenes se refieren a la conexión / desconexión de agentes, creación / eliminación de plataformas, etc.

Capítulo 6

Interacción y comunicación

6.1. Comunicaciones de la plataforma multiagente

Las comunicaciones en un dominio multiagente hacen referencia tanto a la interacción entre unos agentes y otros, como a la comunicación entre los agentes y el entorno. Además de la gestión de los agentes, el transporte de mensajes es el segundo gran requerimiento de una plataforma de agentes FIPA (Ver capítulo 2.5.5).

Lo que está actualmente especificado en el servicio de transporte de mensajes es el comportamiento del intermediario para el despacho de mensajes, denominado Canal de Comunicación de Agentes (ACC, Agent Communication Channel). De acuerdo con la especificación de la gestión de agentes, cada plataforma debe tener un ACC constituido internamente y actuar como puerta de enlace, realizando el transporte y la codificación de los mensajes especificados también por FIPA [48].

FIPA además describe cómo se espera que el canal de comunicación ACC interprete los diferentes tipos de transporte de mensajes (independientemente del protocolo de transporte). Es importante remarcar como, de acuerdo con la arquitectura abstracta de FIPA, la estructura de los mensajes ACL resulta totalmente opaca al canal de comunicación ACC, que es responsable únicamente de entender la estructura del transporte del mensaje.

El modelo de referencia para el transporte de mensajes de agentes comprende cuatro niveles.

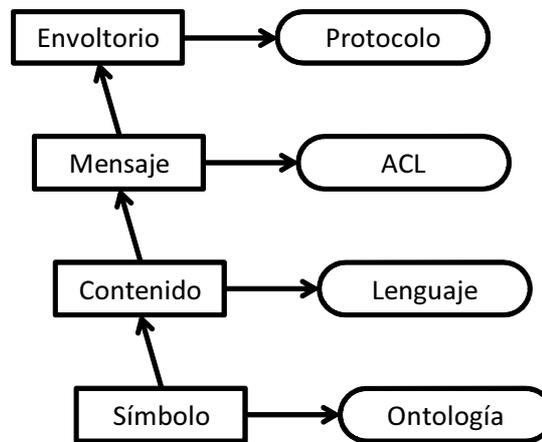


Figura 6.1: Composición de un mensaje

- El Message Transport Protocol (MTP), que representa la envoltorio del mensaje y se utiliza para transportar el mensaje entre dos plataformas a través del canal de Comunicación (ACC). Es el mecanismo que negocia entre la gran variedad de protocolos de comunicación que pueden usar las diferentes plataformas de agentes (TCP/IP, http, IIOP, SMTP, WAP, etc).
- El mensaje mismo, representado por la estructura ACLMessage (ACL), permite representar todas las intenciones e interacciones que los agentes desean comunicar y entablar respectivamente. FIPA especifica una estructura de mensaje y define los parámetros necesarios para la comunicación de intenciones y propósitos
- El contenido de un mensaje, que representa los datos específicos transportados por el mensaje. FIPA especifica una sintaxis concreta de la semántica del mensaje denominado Lenguaje de Contenido (Content Language CL), y lo propone como candidato para ser usado en conjunto con ACL. En particular, la sintaxis está definida como un conjunto general de expresiones.
- La ontología. Por último, las expresiones transmitidas en el contenido del mensaje necesitan de una interpretación. A través de este elemento se puede transmitir el vocabulario utilizado por los agentes para lograr la correcta interpretación del contenido.

Bajo el marco de referencia de las especificaciones FIPA [50] y partiendo de la existencia de la estructura necesaria para transferir los mensajes, solo será necesario definir los diferentes protocolos de comunicaciones tanto entre los agentes como entre los agentes y su entorno.

Dentro del presente trabajo se pueden agrupar las comunicaciones en dos clases funcionales; las comunicaciones dentro de una misma clase de agentes, y las comunicaciones entre diferentes clases de agentes. Es importante esta clasificación ya que las comunicaciones dentro de la misma clase son comunes a todas las clases por lo que solo será necesario describirlas una vez.

En cuanto a las comunicaciones con el entorno, como ya se ha comentado, estas se refieren a las comunicaciones con las diferentes bases de datos que deben definirse según las necesidades planteadas.

Ontología del mensaje

La ontología del paso de mensaje describe el lenguaje utilizado para redactar el mensaje de forma que todos los agentes sepan escribirlo e interpretarlo. En el presente trabajo la estructura ontológica del mensaje es simple, ya que envía casi en exclusiva paquetes de datos.

Existen diferentes ontologías según el protocolo en el que se base el mensaje. Se podrían agrupar todos los mensajes en dos ontologías tipo: de paso de variables y de paso de instrucciones. El mensaje de paso de variables tiene un contenido más completo que debe detallarse.

Este tipo de mensajes es el que transfiere la información entre los agentes de diferente clase, con el fin de transmitir una instrucción y la estructura de datos del periodo que se está analizando. Para ello los datos están organizados según la siguiente estructura de contenido separada por comas:

- Estado de restricciones: Marca binaria que indica que restricciones se han usado dentro del algoritmo de despacho de cargas para generar dicha solución.
- Puntos: Número de puntos en los que se ha dividido el periodo de estudio.
- Estructura de datos 1: Conjunto de variables que define completamente el periodo de estudio

- Estructura de datos 2: Conjunto de variables que define completamente una solución alternativa al periodo de estudio, solo aplica si un agente corrector realiza un propuesta.

Y los siguientes identificadores:

- Número de horizonte: Índice dentro de la tabla de horizontes en operación.
- Marca de tiempo de tarea: Define el momento en el que se empezó a ejecutar la tarea
- Marca de tiempo de inicio: Parámetro del horizonte, distancia al ahora
- Marca de tiempo de amplitud: Parámetro del horizonte, amplitud del mismo
- Marca de tiempo de precisión: Parámetro del horizonte, distancia entre puntos
- Marca de tiempo de frecuencia: Parámetro del horizonte, tiempo entre repeticiones

En lo referente a la estructura de datos, se podría entender como una tabla que contiene tantas filas como puntos a calcular y tantas columnas como variables a registrar. El número de variables es el mismo que el número de variables de la tabla de programa o tiempo real de la base de datos. En la inicialización del agente, este dimensiona su estructura de datos según el número de elementos de cada tipo (nudos, líneas, etc.) y según el número de variables por elemento. Esto hace que, modificaciones en la base de datos no requieran modificaciones en el código.

6.2. Comunicaciones entre agentes de la misma clase

La comunicación entre agentes clones o entre agentes de la misma clase, se refiere a aquellos que tienen exactamente las mismas funciones y operan en paralelo. Estas comunicaciones se establecen con objeto de coordinarse y supervisarse.

A continuación se describen los distintos tipos de comunicaciones de esta naturaleza.

6.2.1. Agente nuevo

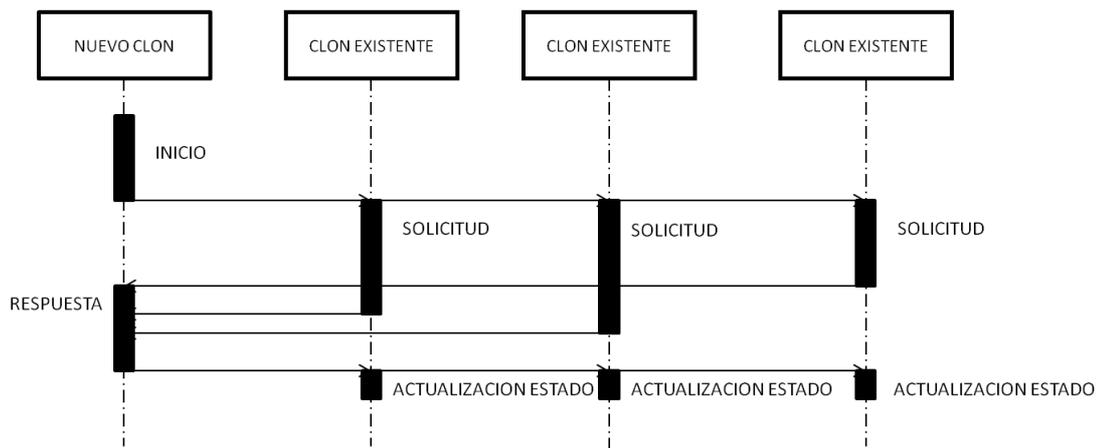


Figura 6.2: *Protocolo incorporación de nuevo agente*

Este protocolo se desencadena cuando un agente nuevo se conecta al sistema. Al iniciarse solicita información al resto de agentes para completar su información del entorno. Esta solicitud se envía abierta a todos los clones y solo la primera respuesta recibida será procesada. Una vez que el agente se inicializa envía un mensaje abierto a todos los agentes para informar de su incorporación al sistema y su deseo de participar en el reparto de tareas.

6.2.2. Cambio de estado

Cuando un agente comienza a ejecutar una tarea, informa al resto de clones que se encuentra en proceso de ejecución. Esta información es fundamental por dos motivos. En primer lugar cambia las condiciones del baremo seguido por los agentes para asignar las tareas. En segundo lugar, los agentes registran el instante en el que comenzó a ejecutarse esta tarea, y lo tendrán en cuenta a la hora de realizar las tareas de supervisión mutua.

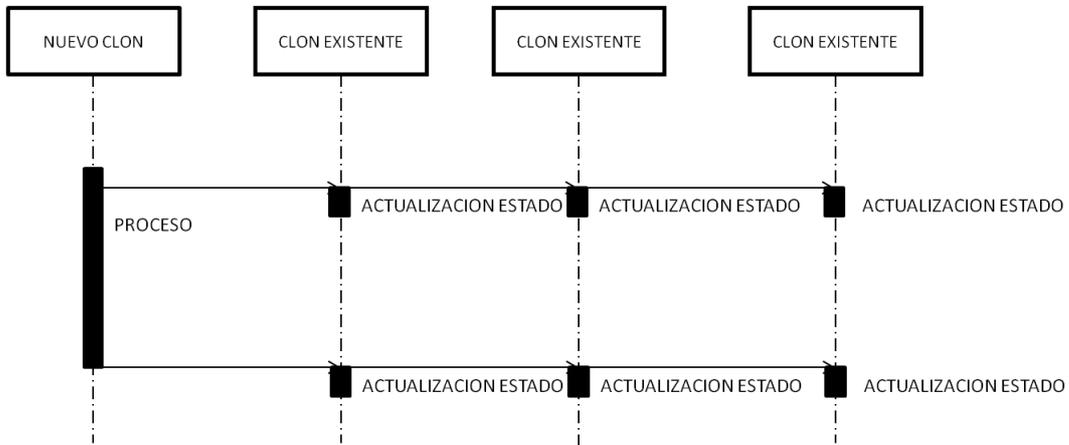


Figura 6.3: Protocolo comunicación de cambio de estado

6.2.3. Cambio de ajustes

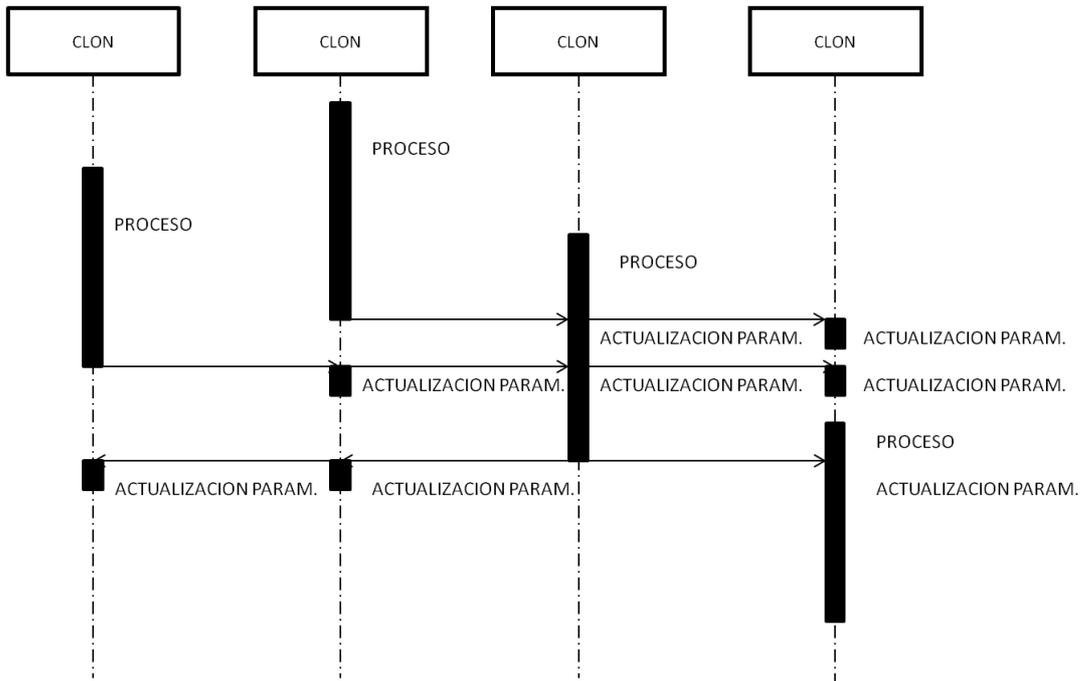


Figura 6.4: Protocolo comunicación de cambio de ajustes

Durante la ejecución de tareas de agentes autónomos, como por ejemplo los agentes Despacho Económico o Predictores, estos pueden determinar que es nece-

sario realizar un cambio del programa de realización de ejecuciones. Aunque lo normal es que todos los agentes lleguen a la misma conclusión, su ejecución es asíncrona y pueden obtener el resultado en momentos diferentes, por lo que se debería esperar a que todos los agentes se hubieran ejecutado alguna vez para que todos estuvieran actualizados. Para evitar dicha problemática se requiere la sincronización de los agentes lo más rápido posible.

6.2.4. Ordenes de ejecución

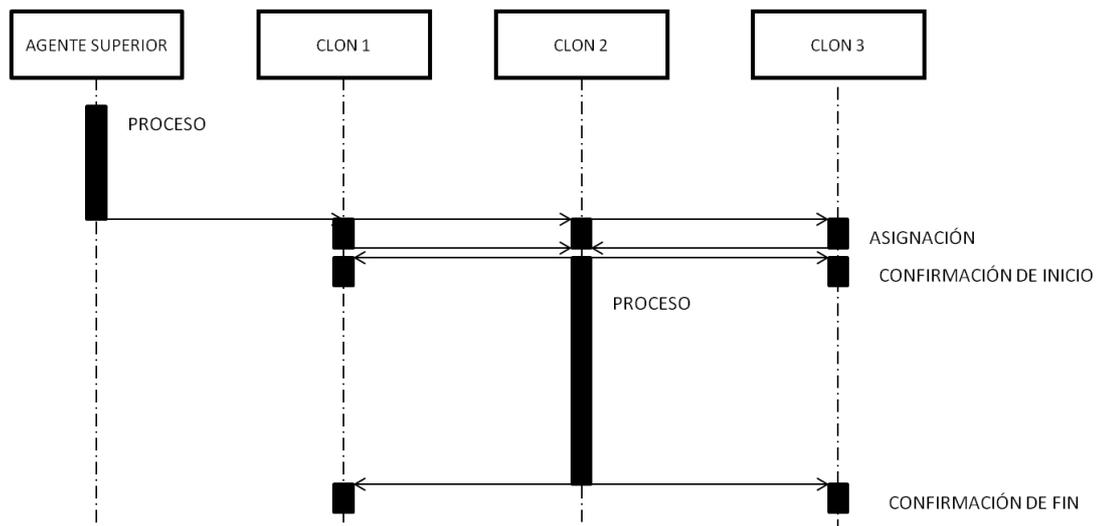


Figura 6.5: *Protocolo transmisión de órdenes*

Cuando un agente emite una orden de ejecución a un grupo de agentes de diferente tipo, esta orden se transmite en abierto para todos los clones del tipo requerido. Cuando reciben la orden, todos los agentes aplican un baremo y deciden quién debe realizar la tarea. Al tomar todos la misma decisión, envían todos un mensaje de orden de ejecución al agente asignado. Este espera a obtener las confirmaciones de todos los clones para proceder a realizar la tarea. Al comenzar y finalizar la tarea se utiliza la comunicación de cambio de estado ya comentada.

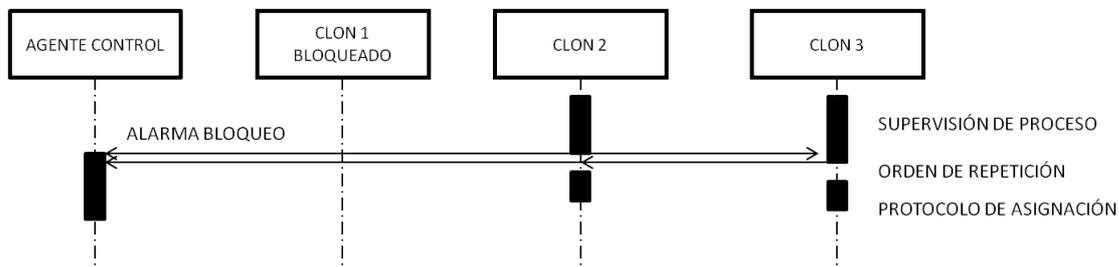


Figura 6.6: Protocolo de re-ejecución de órdenes

6.2.5. Ordenes de re-ejecución

Durante el proceso de supervisión mutua, los agentes pueden llegar a la conclusión de que uno determinado que estaba realizando una tarea se encuentra en error, al no finalizar la tarea en los plazos adecuados. Cuando esto ocurre los agentes envían una alarma a los agentes de control del sistema y reinician la tarea enviando todos un mensaje de orden de tarea como si esta fuera externa reiniciando el proceso de asignación de orden de ejecución.

6.2.6. Fin de agente

Cuando el agente control solicita a algún otro agente que se desconecte, este comprueba si se está ejecutando una tarea, y en ese instante la detiene y envía una orden re-ejecución como la enviada en el caso de un agente en error en el proceso de supervisión mutua. Previo a esta orden el agente envía un mensaje a todos los clones indicándoles que la tarea ha sido cancelada y que él se desconecta del sistema.

6.3. Comunicaciones entre agentes de distinta clase

Una vez descritas las comunicaciones necesarias entre agentes clones, se estudian las comunicaciones entre las diferentes clases de agentes. Este tipo de mensajes requiere protocolos muy simples pero con grandes intercambios de información.

6.3.1. Comunicación Predictores - Despacho

Los agentes predictores son los que marcan la ejecución de los diferentes horizontes según se ha definido. Una vez completado su proceso, estos envía la orden de ejecución a despacho para que continúe el proceso de programación.

6.3.2. Comunicación Despacho - Evaluadores

Cuando los agentes de despacho económico encuentran un resultado correcto envían dicho resultado a los agentes Evaluadores en mensaje abierto. Al recibir esta orden, los agentes evaluadores desarrollarán el protocolo indicado para la asignación de tareas. En este mensaje se encuentra toda la información de la red necesaria para que los evaluadores puedan realizar su tarea sin un paso por la base de datos.

6.3.3. Comunicación Evaluadores - Correctores

Cuando los evaluadores completan una orden enviada por los agentes de despacho, estos envían los resultados y toda la información necesaria a los agentes correctores correspondientes.

6.3.4. Comunicación Correctores - Deliberativos

Cuando los correctores completan una orden enviada por los agentes evaluadores, estos envían los resultados y toda la información necesaria a los agentes deliberativos correspondientes.

6.3.5. Comunicación Deliberativos - Evaluadores

Durante el proceso de toma de decisiones realizado por los agentes deliberativos, estos pueden requerir la repetición del proceso de programación desde la etapa de evaluación. El deliberativo envía la orden en abierto a todos los clones evaluadores del tipo requerido, estos se asignan la tarea según el proceso ya comentado, una vez completada la orden la respuesta se envía a los correctores en proceso normal.

6.3.6. Comunicación Despacho - Evaluadores

Si el agente despacho resulta requerido por el agente deliberativo para repetir la ejecución del programa pero incluyendo nuevas restricciones, estas restricciones serán evaluadas externamente por los agentes evaluadores. El agente despacho enviará la orden a todos los evaluadores con un código identificativo. Tras completar la evaluación la respuesta regresa directamente al agente deliberativo que queda a la espera de la correspondiente respuesta para continuar su proceso.

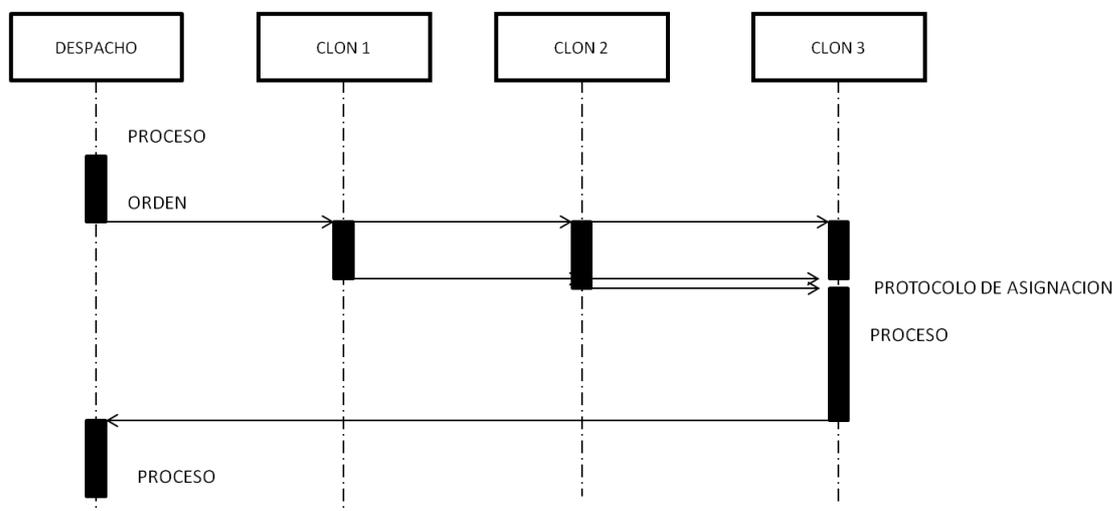


Figura 6.7: Protocolo de evaluación de restricciones

6.3.7. Comunicación Correctores - Evaluadores

Si en el proceso de programación, un agente de corrección recibe una orden de un evaluador de su clase, tras completar las tareas de corrección el agente solicitará con mensaje abierto a los evaluadores de la misma clase que evalúen su corrección. Tras completar la evaluación la respuesta regresa directamente al agente corrector que queda a la espera de la respuesta para continuar su proceso.

6.3.8. Comunicación Estimador de Estado - Agentes TR

El estimador de estado es el que marca el tiempo de los agentes de tiempo real. Capta y filtra la información y envía el estado del sistemas a los agentes de

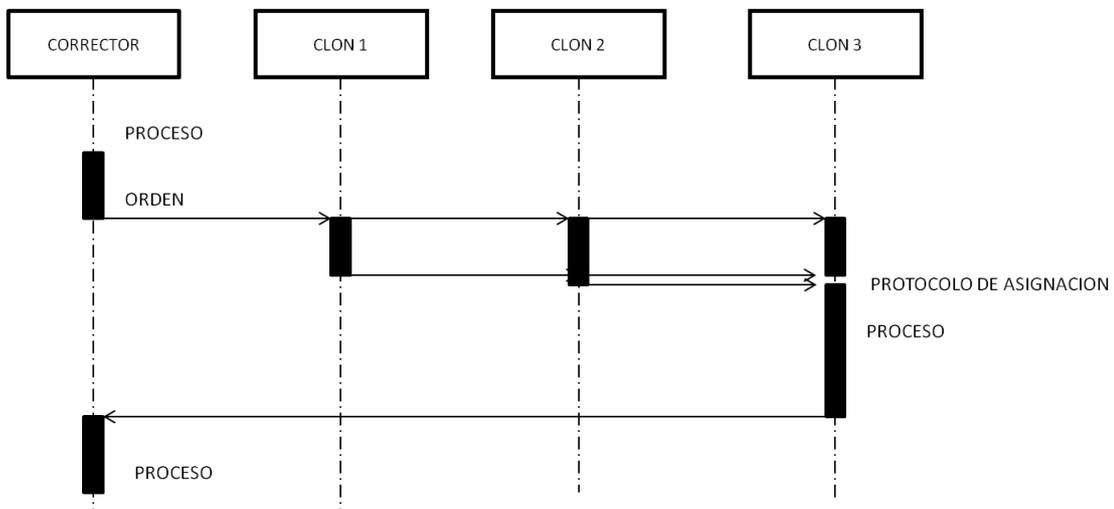


Figura 6.8: *Protocolo de evaluación de correcciones*

tiempo real, procesado de alarmas, seguimiento de programa y evaluadores.

6.3.9. Comunicación Procesadores de alarma - Despacho

Cuando el agente procesador de alarmas detecta una alarma que requiere el reajuste de la programación para un periodo determinado, se envía una orden de ejecución a los agentes programadores para que revisen la programación.

6.3.10. Comunicación Seguimiento de programa - Despacho

Similar al proceso anterior, cuando un agente observa una desviación en el seguimiento de la programación que puede requerir una reprogramación de la misma.

6.3.11. Comunicación Evaluadores TR - Evaluador de estado TR

Los agentes evaluadores en tiempo real son alimentados por el estimador de estado. Cuando completan todas las evaluaciones para un periodo determinado,

solicitan a los evaluadores de estado que clasifiquen el estado de la red durante ese periodo mediante una orden directa.

6.3.12. Comunicación Evaluador de estado TR - Repositor

Si el agente evaluador de estado en tiempo real determina que existe un desabastecimiento de la demanda, envía un mensaje de activación a los agentes repositorios para que comiencen los procesos necesarios para la reposición del sistema. La actividad del agente repositor finaliza cuando el evaluador de estado vuelve a enviar una orden de parada al detectar la recuperación de toda la demanda.

Simultáneamente, mientras el agente repositor esté activado el agente predictor queda suspendido por medio de mensaje desde evaluador de estado TR.

6.3.13. Comunicación Visualización - Control

Los agentes de visualización se comunican con la plataforma de agentes mediante los agentes de control. Para ello realizan el envío de mensajes para enviar órdenes de ejecución o solicitar información de la plataforma. Estos protocolos comienzan con un mensaje broadcast a todos los agente control y la respuesta directa del agente control asignado para responder a dicha solicitud según los procedimientos ya comentados.

6.3.14. Comunicación Cualquier agente - Control

Como parte del sistema de supervisión mutua de los agentes, cuando se detecta un error en uno de ellos se envía una alarma a los agentes de control para que tomen las medidas pertinentes de forma directa.

6.4. Bases de Datos

El éxito de los sistemas de control depende fundamentalmente de la calidad de la gestión de los datos. Un sistema de control está soportado, generalmente, por el sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA), que se encarga de almacenar

los datos de forma estructurada, segura y de fácil acceso para los elementos de control [153]. En este apartado se describe el diseño de la base de datos a utilizar para el sistema de control propuesto.

La estructura de la base de datos parte del modelo de la red a controlar y su estructura define la existencia del resto de bases de datos que componen el sistema. En general se puede organizar la información del sistema en cinco bases de datos [55] que son:

- Modelo
- Tiempo Real
- Programa
- Alarmas
- Histórico

El núcleo principal reside en las tres primeras, las otras dos son auxiliares. La base de datos de modelo contendrá todos los elementos presentes de la red organizados de forma eficiente. Cada elemento presente en la red requiere la gestión de una o varias medidas captadas en el mismo. Por ejemplo, para un línea de transporte se puede generar la medida de corriente activa, la medida de corriente reactiva y el estado de la línea (conectado o desconectado). Por lo tanto el número de variables a registrar va en relación directa al número de elementos que componen la red. De esta forma se desprende que, como paso intermedio entre los elementos y los datos almacenados, se debe generar un tabla de variables. Con esta tabla de variables ya se pueden gestionar las medidas en tiempo real o en programa.

Se puede entender que como la amplitud del horizonte de predicción no crece, su base de datos tiene un tamaño constante. Sin embargo la base de datos de tiempo real está constantemente creciendo, y como es una base de datos de alta disponibilidad, se debe controlar su tamaño. Es por ello que periódicamente, los datos que no son necesarios se desplazan a una base de datos más lenta denominada Histórico.

Así mismo, como parte del trabajo de la plataforma de agentes, estos generan alarmas que son registradas en una base de datos independiente.

6.4.1. Gestores de bases de datos

En la solución planteada, la plataforma multiagente se apoya en el uso de un gestor de bases de datos que debe cumplir las siguientes características de funcionamiento:

- **Distribuido:** La base de datos debe estar repartida entre los diferentes equipos implicados en la plataforma
- **Con alta velocidad:** La utilización de la base de datos será intensiva con un volumen algo de datos a trasegar, por lo tanto debe tener características de tiempo real
- **Transparente:** Dentro de cada equipo en el que se ejecute la plataforma multiagente, el acceso a la base de datos debe ser transparente para los agentes.
- **Seguro:** La base de datos debe ser tolerante a fallos
- **Libre:** La base de datos debe ser de uso gratuito

De entre lo múltiples proveedores de gestores de bases de datos destacan: Postgre SQL, MySQL, Oracle, Microsoft SQL server y Access.

En relación a los requisitos mencionados, de entre ellas destaca con diferencia la solución desarrollada por MySQL conocida como MySQL Cluster que cumple con todos los requisitos planteados [110]; dispone de una versión libre, es distribuible de forma transparente a los usuarios, está orientada a transacciones en tiempo real y, al ser distribuida, garantiza la replicación de datos.

MySQL Cluster es una tecnología que permite clustering de bases de datos en memoria en un entorno arquitectónico de no compartición. Esta configuración permite que el sistema funcione con hardware de propósito general y sin ningún requerimiento especial de hardware o software. Tampoco presentan ningún punto único de fallo, porque cada componente tiene su propia memoria y disco.

MySQL Cluster integra el servidor MySQL estándar con un motor de almacenamiento clusterizado en memoria llamado NDB. En la documentación, el término

NDB se refiere a la parte de la inicialización específica al motor de almacenamiento, mientras que MySQL Cluster se refiere a la combinación de MySQL y el motor de almacenamiento.

Un MySQL Cluster consiste en un conjunto de máquinas, cada una ejecutando un número de procesos incluyendo servidores MySQL, nodos de datos para NDB Cluster, servidores de administración, y la plataforma multiagente con acceso a datos.

Todos estos programas funcionan juntos para formar un Cluster MySQL. Cuando se almacenan los datos en el motor NDB Cluster, las tablas se almacenan en los nodos de datos. Tales tablas son directamente accesibles desde todos los otros servidores MySQL en el cluster. Por lo tanto, y como ejemplo, en una aplicación de gestión de nóminas que almacene datos en un cluster, si una aplicación actualiza el salario de un empleado, todos los otros servidores MySQL que acceden a estos datos pueden ver el cambio inmediatamente.

Los datos almacenados en los nodos de datos de MySQL Cluster pueden replicarse. El cluster puede tratar fallos de nodos de datos individuales sin otro impacto más allá de abortar unas pocas transacciones debido a la pérdida de estado de transacción. Como las aplicaciones transaccionales se supone que tratan fallos transaccionales, esto no presentará problemas.

6.4.2. Base de datos de Modelo

Una de las piezas fundamentales del sistema de control es el modelo de la red que controla. Desde los valores de impedancia de las líneas hasta las inercias de los generadores. Para ello se debe disponer de una base de datos con menos carga de trabajo pero con una estructura más compleja.

La estructura de las bases de datos de red es bastante común e intuitiva. Esta base de datos se compone de una serie de tablas según el tipo de elemento a almacenar y con una fuerte interrelación entre ellas, donde la tabla principal es la de nudos. Y tienen la siguiente herencia:

- Nudos
 - Posiciones

- Líneas AC
- Transformadores
- Líneas DC
- Centrales
- Generadores
- Shunts
- FACTS
- Cargas

Es decir, la unidad principal es el Nudo. Un nudo debe tener al menos dos posiciones. Entre dos o más posiciones se puede conectar una línea, un transformador o una línea DC. En una posición se puede conectar una carga, un FACT, un Shunt o una central, y en una central se pueden conectar uno o varios generadores.

Dos elementos no pueden conectarse directamente, sino que deben hacerlo a través de un nudo y su correspondiente posición. Por ejemplo, una subestación de una central con dos generadores y con dos líneas de transporte es un nudo con cuatro posiciones. A dos de ellas hay conectados dos transformadores de generación y a las otras dos líneas, que estarán conectadas en el otro extremo a otra subestación. Los transformadores van conectados a dos nudos con dos posiciones y la segunda posición va conectada a una central que a su vez se compone de un generador.

De esta forma se facilita la creación de una topología sin errores. Cada tabla contendrá las propiedades de cada tipo de elemento que se deben conocer.

Para la implementación realizada en este trabajo se utilizarán 5 tipos de elementos; nudos, líneas, transformadores, generadores y cargas. Cada elemento irá identificado con un código único llamado ID. Por lo tanto esta base de datos contendrá 5 tablas según se representa en el esquema entidad-relación simplificado de la Figura 6.9.

6.4.3. Base de datos de Tiempo Real

En esta base de datos se almacenan los datos medidos de la red una vez filtrados por el estimador de estado. Esta base de datos está compuesta por variables, tanto

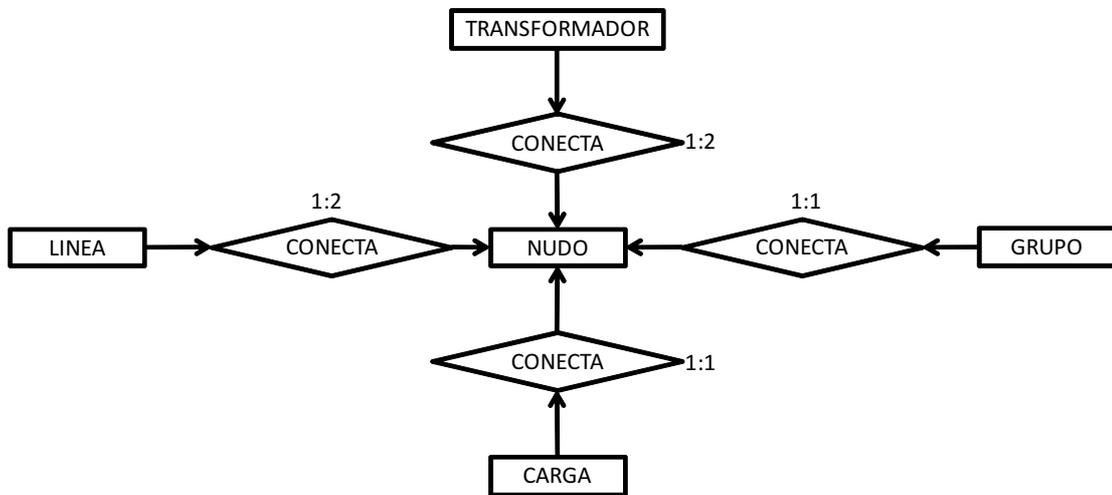


Figura 6.9: Esquema relacional Base de datos de Modelo

digitales como analógicas. Existe un dato por variable y por instante de tiempo de medición para un rango determinado, habitualmente una hora. Pasado un cierto tiempo los datos son transferidos a la base de datos de Histórico [92].

No hay una estructura estándar para este tipo de bases de datos. La aproximación más cercana sería las bases de datos de sistemas SCADA [84, 99]. Estas bases de datos tienen una gestión muy rápida de los datos y en general suelen tener estructura de red o relacional. Se observa que este tipo de bases de datos solo contemplan un juego de datos llamados variables.

Es decir, lo único que se debe hacer es dar de alta variables y registrar el valor de dicha variable para cada instante de tiempo. Por lo tanto el primer paso será identificar en una tabla todas las variables necesarias con las siguientes columnas:

- ID: Es un código único de la variable
- TIPO: Define el tipo de dato: Real, entero, boolean, Imaginario, texto, etc
- RANGO: En caso de variables numéricas indica el rango normal de las mismas.
- VALOR POR DEFECTO: Valor que debe guardarse al crear una nueva instancia de tiempo.

- LOCALIZACIÓN: Ubicación física de la variables, subestación y posición
- DESCRIPCIÓN: Breve indicación de la variable
- COLUMNA: Indica el número de columna de la tabla de tiempo real

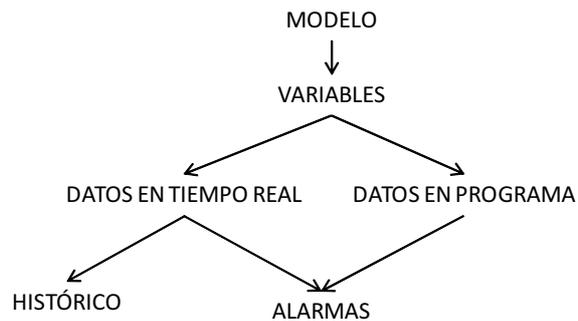


Figura 6.10: *Jerarquía de la generación de datos*

La base de datos tendrá una columna por variable. El número de variables vendrá definido por el número de elementos de cada tipo en la red, y por el número de variables por tipo de elemento (Figura 6.10).

Como paso intermedio a crear estas bases de datos de variables, es necesario crear una lista de variables por tipo de elemento y con esta y la base de datos de modelo, se puede generar la lista de variables [66](Figura 6.11).

Estos serían los denominados valores estáticos que definen cada variable. Para cada variable es necesario registrar al menos su magnitud para cada instante de tiempo, pero según las necesidades del sistema puede requerir más datos. En el caso de las medidas del tiempo real se necesitan tres tablas. En una se registra el valor de la variable, en otra una marca de la calidad de la misma y en otra una marca de si ese valor de variable representa una violación. Estas tablas tienen un diseño simple. La primera columna representa la marca de tiempo, el resto de columnas representan cada una de las variables. La relación entre el número de la columna y las variables se realiza por medio de la primera tabla.

Esta medida de calidad también diferencia entre valores medidos y calculados. Por ejemplo las variables secundarias o niveles de reserva no se pueden medir sino que se determinan en base a las mediciones reales. Este hecho debe quedar reflejado en la base de datos.

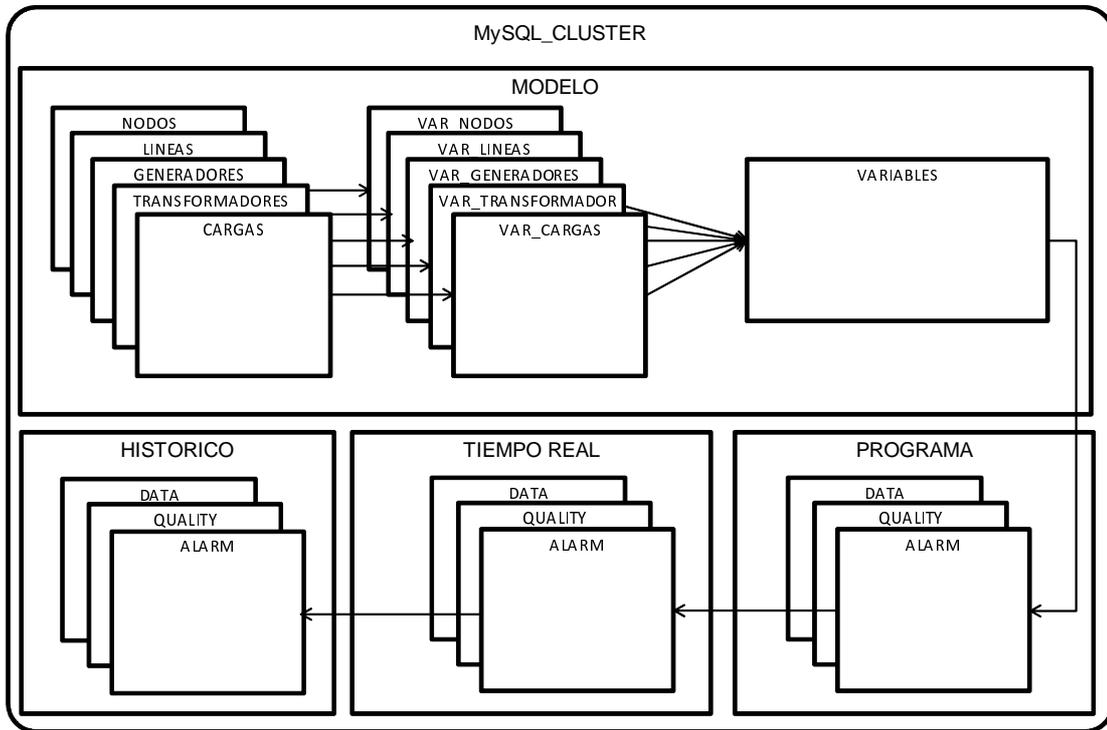


Figura 6.11: Esquema general de la gestión de datos

Todas las variables, ya sean de estado, secundarias o de control tienen unos rangos entre los que se debería encontrar,. Cuando los agentes evaluadores determinan que existe una violación registran este hecho en la tabla de alarmas paralela a la tabla de medidas.

En resumen, la base de datos de Tiempo Real consta de tres tablas:

- Data: Mediciones reales captadas
- Quality: Medida de calidad de esa medición
- Alarm: Indicación binaria de si existe violación para esa variable en cada instante

Esta estructura la base de datos es fácilmente escalable según las necesidades del sistema. Otra característica que debe tener es que, al ser distribuida la plataforma de control, la base de datos debe ser replicada y sincronizada en todos los equipos en los que se ejecute.

6.4.4. Base de datos de Programación

La base de datos de programación tiene unos requerimientos idénticos a la base de datos de Tiempo Real y por lo tanto, tiene la misma estructura salvo dos diferencias principales.

La primera diferencia reside en que los datos almacenados aquí no son mediciones sino resultado de un cálculo, por lo tanto la tabla de calidad carece de sentido. Sin embargo los cálculos son diferentes según el periodo en el que se encuentre, por lo tanto se debe incluir una marca indicando el periodo para el que fue realizado el cálculo. Esta tabla se denominará Period. La tabla de Alarmas sigue siendo necesaria ya que se realizará la misma evaluación de las variables que en tiempo real.

La segunda diferencia reside en que aunque esta base de datos también es finita, sus datos no se traspasan continuamente a una base de datos histórica, sino que son sobrescritos constantemente. Es decir, la base de datos tiene una longitud temporal fija.

6.4.5. Base de datos de Alarmas

Esta base de datos contiene un histórico de las alarmas generadas en el sistema. Una alarma viene identificada por:

- ID: Es un identificador de la alarma
- VARIABLE: ID de la variable afectada
- INICIO: Marca de tiempo en la que se inicia la alarma
- FIN: Marca de tiempo en la que termina la alarma
- VALOR LÍMITE: Límite, inferior o superior de la variable
- VALOR REAL: Valor de la variable en el momento de la violación
- NIVEL: Nivel de gravedad de alarma, Baja, Media, Alta, Muy Alta
- ACTIVA: Variable binaria que indica si la alarma debe mostrarse al operador

- DESCRIPCIÓN: Texto descriptivo que acompaña a la alarma
- TR/P: Indica si la alarma se ha producido en Tiempo Real o en el Programa

Con esta descripción se observa que la base de datos de Alarmas debe tener una única tabla donde se creará una nueva fila para cada alarma generada.

6.4.6. Base de datos de Histórico

Como ya se ha indicado, el cometido de esta base de datos es almacenar lo que ya no es necesario tener en la base de datos de Tiempo Real. Por ellos su estructura de tablas es la misma con la diferencia de que, al ser una base de datos histórica, no es necesario que esté replicada en los equipos que realizan las tareas de operación del sistema pudiendo estar en un entorno más adecuado. La base de datos tenderá a crecer indefinidamente, por lo que se deben proveer los mecanismos necesarios para disponer de la capacidad adecuada.

6.5. Arquitectura general

Una vez definidos los agentes, las comunicaciones entre ellos y el entorno y las bases de datos, se resume la arquitectura de control del sistema en la figura 6.12.

En la figura 6.12 se resume la arquitectura de la plataforma de agentes con sus componentes principales, donde las flechas indican el flujo de información principal, es decir, las comunicaciones principales.

La plataforma comienza con la adquisición de datos. El estimado de estado procesa estos datos y los envía a los agentes evaluadores y de seguimiento que los analizan y generan sus respectivas acciones. Finalmente estos datos son volcados a la base de datos de tiempo real.

En base a estos datos y a datos externos, los agentes predictores determinan las necesidades de demanda a cubrir. Estas necesidades son estudiadas por el conjunto de los agentes de despacho, evaluadores, correctores y deliberativos que determinan el programa de consignas a aplicar. Este programa se registra en la base de datos de programa. Finalmente el programa se aplica en la red eléctrica.

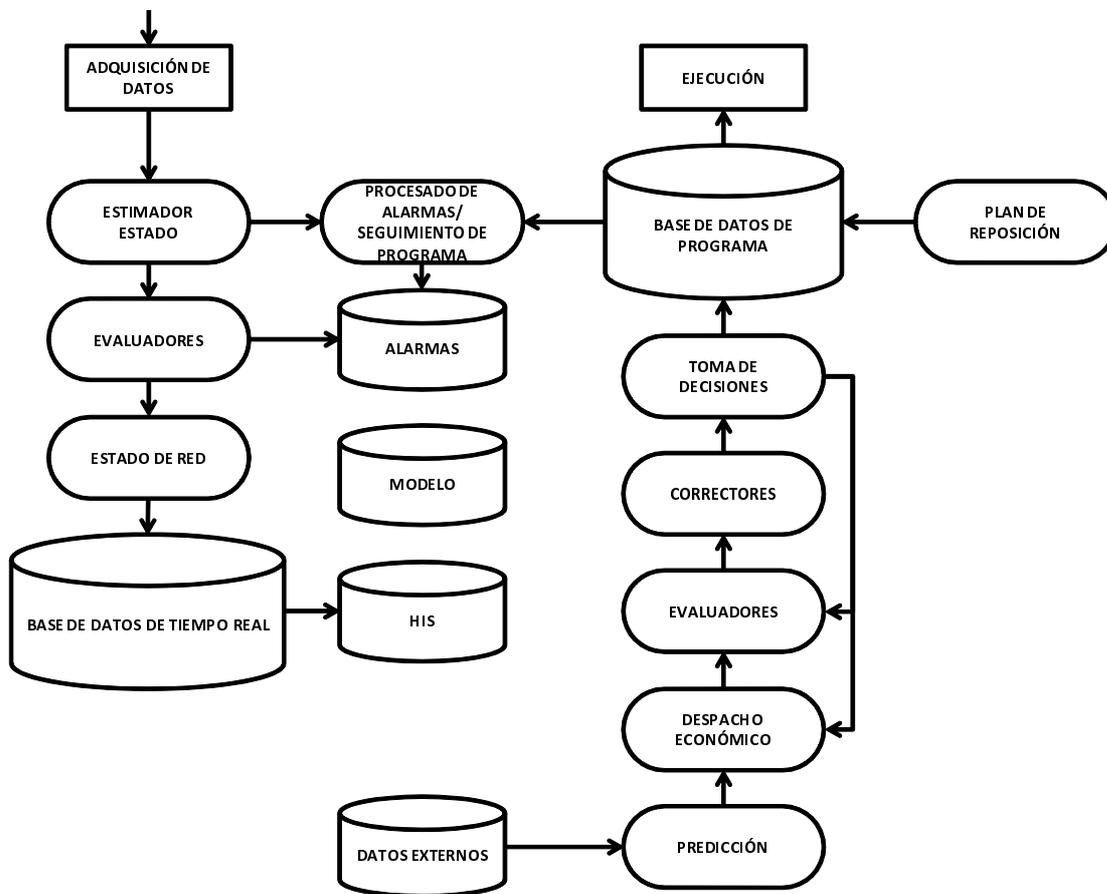


Figura 6.12: Diseño general de la arquitectura multiagente propuesta

En paralelo a este breve resumen se ejecutan todas las comunicaciones y procesos ya descritos para la transmisión de información y órdenes.

Capítulo 7

Arquitectura de agentes

Hasta ahora se han definido los agentes de la plataforma, sus tareas principales y las interacciones entre ellos y con el entorno. Para poder implementar la plataforma falta por definir la arquitectura interna de los agentes para que se cumplan los requisitos del problema. En primer lugar se definirá el concepto de agrupación de agentes y a continuación se definirá la arquitectura de agente y su aplicación a los agentes ya identificados.

7.1. Agrupación de Agentes

Antes de plantear las particularidades de cada tipo de agente se deben plantear las características comunes desde un punto de vista funcional, que en este contexto son:

- Alta tolerancia a fallos
- Planificación distribuida
- Ejecución distribuida
- Paralelización de tareas

Para resolver esta problemática, uno de los principales paradigmas de diseño que se plantean es la multiplicación de agentes del mismo tipo, es decir la clonación de agentes idénticos que sean capaces de desarrollar tanto sus tareas asignadas

como de activar los mecanismos adecuados de coordinación entre ellos [95]. A esta solución se la denominará como agrupación de agentes. Una agrupación de agentes son conjuntos de agentes idénticos que cooperan y se coordinan entre los de su mismo tipo de una manera y los de tipo diferente de otra manera para cumplir sus objetivos. Cada tipo de agente genera sus propios clones, y a cada tipo de agente se le denominará clase de agente. De esta forma se genera una agrupación o pool de agentes [80] clonados para cada clase de agente identificada como los de la figura 7.1.

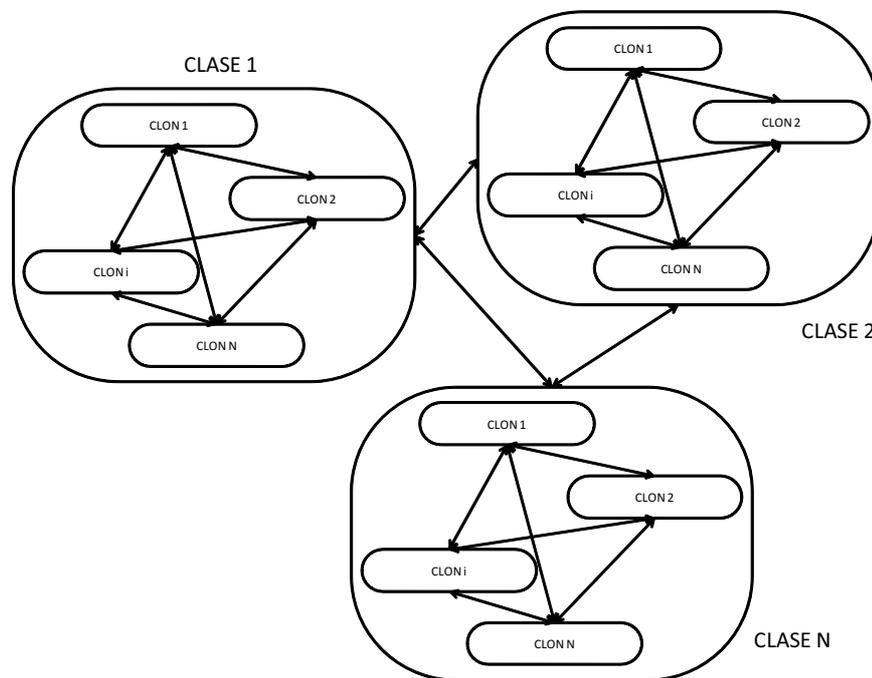


Figura 7.1: *Comunicación entre clases*

Esta propuesta permite abordar las características generales especificadas:

- Cuando un agente está realizando un proceso que resulta interrumpido por un fallo de Software o de Hardware, el proceso debe ser retomado por otro agente.
- Los agentes deben procesar tanto las órdenes generadas por ellos mismos como las recibidas por otra clase de agente habilitadas en este caso.

- Los agentes deben ser supervisados para detectar cualquier mal funcionamiento.
- La comunicación entre agentes del mismo tipo puede ser directa, pero la comunicación entre agentes de diferente tipo no.
- Debe ser posible ejecutar simultáneamente dos tareas asignadas al mismo tipo de agente.

Por lo tanto, los agentes de cada tipo deben coexistir, cooperar, coordinarse y supervisarse mutuamente para conseguir sus objetivos. Este planteamiento de clases redundantes de agentes aparece como requisito común en el estado del arte.

Al existir múltiples clones de cada tipo de agente, cuando un agente envía una orden a un agente de distinta clase, esta orden debe transmitirse de forma abierta (broadcast) a toda la agrupación de agentes de este tipo, que entre ellos deberán coordinarse para realizar dicha tarea.

Esta coordinación se realizará en base al conocimiento que tienen todos los agentes de su entorno, es decir de todos los agentes afines a él. De esta forma, al recibir una orden de ejecución externa, y al disponer todos los agentes de la misma información y el mismo criterio, todos tomarán la misma decisión. Para que este método sea fiable todos los cambios en los agentes deben ser comunicados a sus afines, es decir, deben comunicarse los cambios de estado y las confirmaciones de asignación de órdenes.

Dentro del ámbito de la planificación de tareas, existen agentes que se ejecutan por decisiones internas, esto es, con una decisión autónoma de ejecutarse. Todos los agentes de un mismo nivel llegan a la conclusión de que deben ejecutarse, pero deben desarrollar el mismo protocolo de coordinación descrito para las órdenes externas.

Uno de los objetivos de la agrupación de agentes es la tolerancia a fallos. Esta tolerancia requiere que cuando un agente sufre un error y no completa su tarea, este debe completarse por otro agente. Dos soluciones suelen utilizarse para este propósito:

- Supervisor externo

- Supervisión mutua

La figura del supervisor externo es ampliamente empleada en sistemas con planificación centralizada y ejecución distribuida. Según los requerimientos funcionales planteados, la planificación no puede ser centralizada para no generar un foco débil o un cuello de botella. Por este motivo esta alternativa resulta descartada.

Por lo tanto, para cumplir con los objetivos de tolerancia a fallos se plantea el mecanismo de supervisión mutua, que permite detectar errores en el proceso de ejecución de los agentes sin necesidad de tener nuevos agentes dedicados en la plataforma.

Finalmente se deben plantear los procesos realizados por los agentes en el momento de conectarse y desconectarse de la plataforma. En el momento de la conexión, el agente deberá adquirir todo el conocimiento que necesita para poder incorporarse a sus tareas con normalidad. Así mismo, deberá presentarse ante el resto de agentes de su clase. En cuanto a la desconexión, el agente deberá informar al resto de agentes de su clase de su intención de desconectarse y garantizar que su desconexión no provoque que queden sin ejecutar tareas en él asignadas.

Identificados los requisitos generales de los agentes se procede a asignar a unidades de agentes las tareas descritas en el apartado de análisis. Para ello se elegirán los últimos niveles de operaciones compuestas como unidades de agentes ya que constituyen una entidad de trabajo en si misma que se puede caracterizar por su afección a la red.

7.2. Arquitectura de Agentes

Llegados a este punto ya están definidos todos los agentes, las funciones que deben realizar y las interacciones entre ellos. El siguiente paso consiste en definir los componentes de software de los agentes que cumplan el diseño planteado. Es decir diseñar la arquitectura interna de los agentes, sus comportamientos y sistemas de comunicaciones.

El objetivo es obtener un diseño de agente compacto, simple y estándar con el fin de que todos los agentes tengan la misma la estructura. Al repasar las tareas

de los agentes se observa que estas se pueden agrupar en tres tipos de tareas: de control interno, de comunicaciones y de ejecución [151].

Como paso previo al diseño del agente se realiza una evaluación de las soluciones adoptadas en la literatura de referencia [124].

Hay descritos diversos enfoques para la construcción de agentes autónomos que se puede encontrar en la literatura: Agentes Deseo, Creencia e Intención (BDI por sus siglas en inglés), Agentes Reactivos, agentes con Arquitectura de Capas o agentes implementados utilizando el Modelo Basado en Lógica, por citar algunos de ellos.

El enfoque BDI a los agentes se basa en la percepción del entorno (Creencias), los objetivos (Deseos) y las acciones para lograrlos (Intenciones). Hay muchas implementaciones diferentes del enfoque BDI.

Los agentes reactivos están normalmente asociados con la descripción de modelos de la inteligencia. La propiedad de los agentes reactivos es que no se fundamentan en el razonamiento simbólico para realizar sus tareas, sino que reaccionan a las entradas de su entorno y mensajes de otros agentes. La facilidad de implementación es una ventaja de este enfoque, pero la pro-actividad de los agentes resulta limitada o nula en algunos casos [149].

Los agentes basado en lógica combinan un planificador reactivo con un modelo basado en razonamiento (MBR). El agente tiene un conjunto explícito de objetivos y un modelo de sí mismo. Basándose en el estado del modelo, el agente utiliza su agenda para decidir las acciones que necesita llevar a cabo para lograr su objetivo. El planificador puede utilizar el modelo actualizado para crear un nuevo plan de acción para cumplir sus objetivos.

Se observa que las arquitecturas estándar de agentes no se adaptan a los requerimientos del problema. Indagando en documentación de sistemas multiagentes aplicados a sistemas eléctricos se observa una tipología de agente más adecuada y extensamente utilizada en este ámbito [94]. Los agentes desarrollados para sistemas de control eléctricos son fundamentalmente de tres capas básicas: una capa de tratamiento de mensajes, una de control del comportamiento y una capa funcional.

En la capa funcional residen los atributos funcionales básicos del agente, es decir, las acciones que el agente puede realizar. La capa de comportamiento propor-

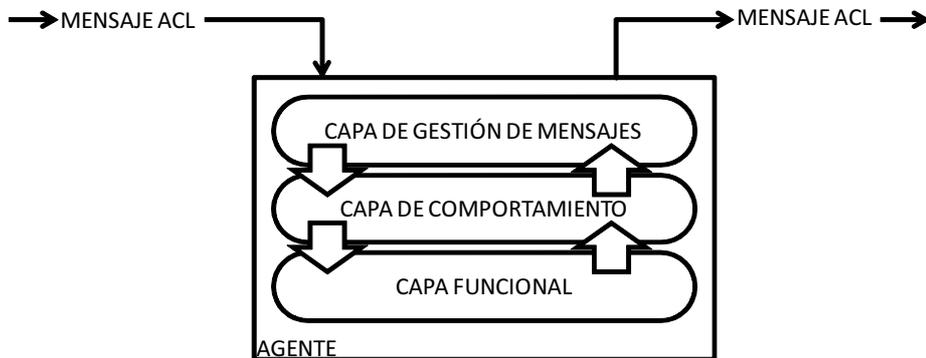


Figura 7.2: Arquitectura básica de agente

ciona el control de cuando un agente realizará tareas específicas. Si, por ejemplo, la capa funcional produce nuevos datos, la capa de comportamiento dará instrucciones a la de gestión de mensajes para informar a los agentes interesados de la disponibilidad de esos nuevos datos. De manera similar, la acción realizada por un agente en respuesta a la recepción de un nuevo mensaje se decide en la capa de comportamiento.

La capa de tratamiento de mensajes es responsable del envío y recepción de mensajes de otros agentes con la aplicación del protocolo ACL y de las ontologías, así como de la funcionalidad para el control de las conversaciones con otros agentes.

Desde un punto de vista muy general un agente puede contar con los siguientes módulos:

- **Módulo de interacción:** cuya función es permitir la comunicación y cooperación entre el agente y su entorno, que puede estar formado por otros agentes, usuarios humanos o cualquier otra fuente de información. Normalmente, para cada uno de los componentes del entorno, el agente tiene un módulo de interacción especializado. Así los módulos de interacción proporcionan una interfaz de entrada y salida con el entorno.
- **Base de conocimiento:** en la que el agente mantiene una representación interna de su entorno, en caso de que ésta sea necesaria.
- **Módulo de integración de información:** que deberán estar conectados con los módulos de interacción y cuya función principal es integrar, de ma-

nera consistente, la información que reciben de los módulos de interacción en la base de conocimiento del agente.

- **Módulo de interpretación de información:** cuya función es interpretar la nueva información que exista en la base de conocimiento, para que después el módulo de planificación determine las acciones a realizar.
- **Módulo de planificación:** cuya función es construir un plan, es decir, una secuencia de acciones a ejecutar para conseguir los objetivos buscados por el agente.
- **Módulo de acción:** que deberá estar conectado con el módulo de planificación y cuya función es ejecutar y monitorizar las acciones contenidas en los planes generados por éstos. Si una acción implica interacción con el entorno, el módulo de acción utilizará los servicios de los módulos de interacción correspondientes.
- **Módulo de cooperación:** que se encargan de la comunicación y cooperación con otros agentes.

Se pueden identificar los módulos anteriores en el sistema de tres capas planteado asociado a la base de conocimiento, asignando así las tareas de cada capa de la siguiente manera:

- **Capa 1:**
 - Módulo de interacción
 - Módulo de integración de la información
- **Capa 2:**
 - Módulo de interpretación de la información
 - Módulo de planificación
 - Módulo de cooperación
- **Capa 3:**

- Módulo de acción

La primera capa es la encargada de las comunicaciones y tendrá la función de recibir los mensajes del exterior (Interacción) e introducir la información recibida de la forma adecuada en la Base de Conocimiento. Aquí se recibirán todo tipo de mensajes con propósitos diversos que deben ser tratados adecuadamente. La segunda capa realiza las tareas de control y es el que proporciona la autonomía y el carácter cooperador al agente. En esta capa se procesa la información de la base de conocimiento y se realiza la planificación de las tareas del agente. En esta misma capa se encuentra el módulo de cooperación, que en este caso se encarga de desarrollar los mecanismos de supervisión mutua. Finalmente, la tercera capa ejecuta las tareas específicas y propias del agente y puede no ser única si el agente realiza varias tareas diferentes. En ese caso se tendrá una capa por tarea individual.

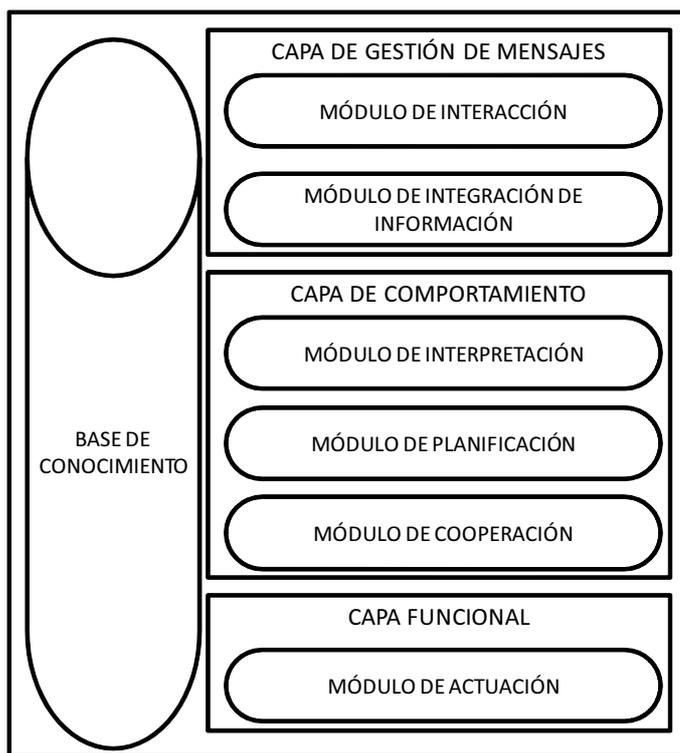


Figura 7.3: *Arquitectura de agente*

La arquitectura de la Figura 7.3 resume la estructura básica de todos los agentes integrados en la plataforma. A la misma se deberá añadir en cada caso

un capa que recoja los tareas de inicialización y otra las de finalización.

7.3. Agentes desarrollados

Una vez diseñada la arquitectura general de los agentes, esta se aplica individualizadamente a todos y cada uno de los agentes implicados en la plataforma para comprobar su versatilidad.

7.3.1. Agentes Predictores

Como ya se ha comentado, los agentes Predictores tienen un control autónomo, aunque también deben responder a órdenes externas desde los los agentes de Procesado de Alarmas y los agentes de Seguimiento de Programa. A continuación se analizan cada una de sus capas.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Órdenes de ejecución internas
 - Órdenes de ejecución externas
 - Asignación de tareas
 - Solicitudes de nuevos clones
 - Cambios de ajustes

La **capa de comportamiento** realiza los siguientes procesos en cada ciclo:

- Comprobar en la base de conocimiento las tareas a realizar, si existe una tarea a realizar Asignarla y enviar la orden y actualizar la base de conocimiento de tareas en ejecución
- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta, y en ese caso reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de predicción asignado.

7.3.2. Agentes Programadores

Los agentes programadores responden a las orden de los predictores y de los agentes Deliberativos. Por lo tanto las tareas en las capas sería:

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Órdenes de ejecución externas
 - Asignación de tareas
 - Solicitudes de nuevos clones

La **capa de comportamiento** realiza los siguientes procesos en cada ciclo:

- Comprobar en la base de conocimiento las tareas a realizar, si existe una tarea a realizar Asignarla y enviar la orden y actualizar la base de conocimiento de tareas en ejecución
- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.
- Si el agente se encuentra en estado Libre, comprueba su cola interna de tareas, si tiene tareas en cola ejecuta la primera.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de programación asignado.

7.3.3. Agentes Evaluadores de Programa

Los agentes Evaluadores de Programa y Evaluadores de Tiempo Real realizan las mismas tareas. Los evaluadores de programa responden a las órdenes de los agentes deliberativos, de programación y correctores, los evaluadores de tiempo real responden a las órdenes del estimador de estado.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Órdenes de ejecución externas
 - Asignar tareas
 - Solicitudes de nuevos clones

La **capa de comportamiento** realiza solo el proceso de supervisión mutua:

- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta, reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.
- Si el agente se encuentra en estado Libre, comprueba su cola interna de tareas, si tiene tareas en cola ejecuta la primera.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de evaluación asignado.

7.3.4. Agentes Correctores

Los agentes correctores responden a órdenes de los agentes evaluadores.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
 - Interpretación de los mensajes

- Cambio de estado de agentes
- Órdenes de ejecución externa
- Asignación de tareas
- Solicitudes de nuevos clones
- Cambios de ajustes

La **capa de comportamiento** realiza solo el proceso de supervisión mutua:

- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.
- Si el agente se encuentra en estado Libre, comprueba su cola interna de tareas, si tiene tareas en cola ejecuta la primera.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de corrección asignado.

7.3.5. Agentes Deliberativos

Los agentes deliberativos tienen un funcionamiento más complejo. Funcionan a petición de los agentes correctores y envían órdenes de ejecución a los agentes de programación y evaluadores.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Órdenes de ejecución externa
 - Asignación de tareas
 - Solicitudes de nuevos clones
 - Cambios de ajustes

La **capa de comportamiento** realiza solo el proceso de supervisión mutua:

- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.
- Si el agente se encuentra en estado Libre, comprueba su cola interna de tareas, si tiene tareas en cola ejecuta la primera.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de toma de decisiones asignado que conlleva interacción entre los agentes ya comentadas.

7.3.6. Agentes Estimadores de Estado

Los agentes estimadores de estado funcionan en tiempo real y según la frecuencia de envío de datos del sistema de control.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Órdenes de ejecución internas
 - Asignación de tareas
 - Solicitudes de nuevos clones
 - Cambios de ajustes

La **capa de comportamiento** realiza los siguientes procesos en cada ciclo:

- Comprobar en la base de conocimiento las tareas a realizar, si existe una tarea a realizar Asignarla y enviar la orden y actualizar la base de conocimiento de tareas en ejecución

- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.
- Si el agente se encuentra en estado Libre, comprueba su cola interna de tareas, si tiene tareas en cola ejecuta la primera.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de filtrado de datos asignado.

7.3.7. Agentes Procesadores de Alarmas

Los agentes procesadores de alarmas realizan una tarea fundamental y contiene un gran conocimiento. Deben interpretar las alarmas recibidas por el sistema de adquisición de datos y decidir en que afectan al sistema de control. Si la alarma modificar las restricciones de la red, las programaciones deben revisarse, por lo tanto el agente procesador de alarmas enviará órdenes a los agentes programadores.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Órdenes de ejecución externa
 - Asignación de tareas
 - Solicitudes de nuevos clones

La **capa de comportamiento** realiza los siguientes procesos en cada ciclo:

- Si el agente se encuentra en estado Libre, comprueba su cola interna de tareas, si tiene tareas en cola ejecuta la primera.
- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de filtrado de alarmas asignado.

7.3.8. Agentes de Seguimiento de Programa

Los agentes de seguimiento de programa tienen una funcionalidad parecida a la de los agentes de de procesado de alarmas. Estos agentes comparan la última medición de las variables de control con el programa de dichas variables para el mismo instante y realizan una serie de acciones si existe un error en la aplicación de las consignas.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Órdenes de ejecución externas
 - Asignación de tareas
 - Solicitudes de nuevos clones
 - Cambios de ajustes

La **capa de comportamiento** realiza los siguientes procesos en cada ciclo:

- Si el agente se encuentra en estado Libre, comprueba su cola interna de tareas, si tiene tareas en cola ejecuta la primera.
- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de control de consignas asignado.

7.3.9. Agentes Evaluadores de Tiempo Real

Como ya se ha comentado, los evaluadores en tiempo real responden a las órdenes del estimador de estado, por lo que tendrán las características de un agente evaluador de programa.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Órdenes de ejecución externas
 - Asignación de tareas
 - Solicitudes de nuevos clones
 - Cambios de ajustes

La **capa de comportamiento** realiza los siguientes procesos en cada ciclo:

- Si el agente se encuentra en estado Libre, comprueba su cola interna de tareas, si tiene tareas en cola ejecuta la primera.
- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de evaluación asignado.

7.3.10. Agentes Evaluadores de Estado de Tiempo Real

El agente evaluador de estado en Tiempo Real responde a las órdenes de los Evaluadores.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes

- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Órdenes de ejecución externas
 - Asignación de tareas
 - Solicitudes de nuevos clones
 - Cambios de ajustes

La **capa de comportamiento** realiza los siguientes procesos en cada ciclo:

- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.
- Si el agente se encuentra en estado Libre, comprueba su cola interna de tareas, si tiene tareas en cola ejecuta la primera.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de evaluación de estado asignado.

7.3.11. Agentes Reposición

Los agentes Reposición se activan únicamente cuando el sistema se encuentra en estado de reposición.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Órdenes de ejecución externas
 - Asignación de tareas
 - Solicitudes de nuevos clones
 - Cambios de ajustes

La **capa de comportamiento** realiza los siguientes procesos en cada ciclo:

- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.

La **capa de ejecución** solo tiene un módulo que se encarga de realizar el proceso de evaluación de estado asignado.

7.3.12. Agentes de Control

Los agentes de control se encargan de controlar la plataforma multiagentes y de enviar información y recibir órdenes de los agentes de visualización.

La **capa de comunicaciones** realiza los siguientes procesos:

- Recepción de mensajes
- Interpretación de los mensajes
 - Cambio de estado de agentes
 - Alarma de agentes bloqueados
 - Solicitud de información
 - Ejecución de órdenes
 - Solicitudes de nuevos clones

La **capa de comportamiento** realiza los siguientes procesos en cada ciclo:

- Repasar en la base de conocimiento la lista de tareas en ejecución y determinar si existe alguna tarea que se esté ejecutando de forma incorrecta reiniciar dicha tarea y notificar al agente de control.
- Comprobar la tasa de ocupación de cada tipo de agente y generar nuevos agentes si fuera necesario.

La **capa de ejecución** tiene los siguientes módulos:

- Reposición de agente bloqueado
- Envío de información
- Ejecución de ordenes

7.3.13. Agentes de Visualización

La visualización aquí descrita responde solo al control de la plataforma de agentes, no al control de la red eléctrica, que como ya se ha comentado se realiza directamente a través de las bases de datos. Por lo tanto los agentes no responden a la estructura anterior ya que no existe un grupo de clones sino un clon por cada interface abierto. Este agente tendrá los siguientes comportamientos:

- Envío de órdenes
- Solicitud de información y recepción de resultados

7.4. Generalización

Una vez aplicada la estructura a todos los tipos de agentes identificados se concluye que es una solución válida y que se adapta a todos los tipos de agentes dentro de la plataforma, salvo a los agentes de visualización que realmente no forman parte del sistema de control. Se observa también que existen pequeñas diferencias entre los agentes (Figura 7.4). A estas diferencias se las denomina propiedades y son:

- Origen de las órdenes: En función de la fuente de órdenes de ejecución para cada tipo de agente se pueden organizar en:
 - Activos (autónomos)
 - Pasivos (esclavos)
 - Mixtos
- Finalidad de las órdenes: La finalidad de las órdenes se refiere a la acción a realizar una vez terminada la ejecución de la orden:

- Registro en Base de Datos
- Orden directa a agentes
- Mixtos
- Número de tareas ejecutables: En la capa de ejecución pueden existir uno o varios procesos:
 - Simple
 - Múltiple
- Conexiones con bases de datos: Según la base o bases de datos con que se conecte el agente:
 - Tiempo Real
 - Programa
 - Alarmas
 - Modelo
 - Histórico

De esta forma un agente parte del diseño general y se individualiza en función de las propiedades indicadas.

AGENTE	Origen de órdenes			Destino de órdenes			Tareas		Bases de datos				
	Activos	Pasivos	Mixtos	BDs	Ordenes	Mixtos	Simple	Múltiple	TR	PRO	ALA	MOD	HIS
Predictor	X				X		X			X		X	X
Programador		X			X		X					X	
Evaluador PR		X			X		X					X	
Corrector		X			X		X					X	
Deliberativo		X				X	X			X		X	
Estimador ES	X				X		X		X			X	
Proces. Alar.		X				X	X			X	X		
Seg. Programa		X				X	X			X	X		
Evaluador TR		X				X	X				X	X	
Eva. Estado		X				X	X			X			
Repositor		X			X			X	X	X	X	X	
Control			X		X			X					

Figura 7.4: Propiedades de los agentes

Parte IV

Experimentación y Conclusiones

Capítulo 8

Ensayos y resultados

8.1. Ensayos a realizar

Una vez completado el diseño y su implementación se procede a realizar un serie de ensayos experimentales de distinta índole para verificar el cumplimiento de los objetivos planteados en el análisis del problema así como medir la calidad de los resultados generados.

Para identificar las pruebas necesarias, estas se han organizado en tres bloques principales:

- **Bloque de Programación:** El bloque de programación genera las consignas de las variables de control para cumplir los objetivos ya planteados. Se puede analizar de forma individual al bloque de tiempo real, ya que su interacción se reduce a la repetición de cálculo de ciertos periodos en caso de incidencias en la red, que serán ensayados en el bloque de tiempo real. Debido a la complejidad de este bloque los ensayos se han dividido en dos grupos:
 - Estudios de los algoritmos de cada agente de forma aislada de la plataforma
 - Estudio conjunto del comportamiento de los agentes para diferentes horizontes de análisis
- **Bloque de Tiempo Real:** El bloque de tiempo real tiene como misión mantener los valores de las variables de la red según las consignas generadas

por el bloque de programación, y tomar las acciones adecuadas en caso de desviación. Por lo tanto, las pruebas sobre este bloque se centrarán en simular los casos de uso planteados en el capítulo de análisis y observar si la respuesta del sistema cumple con los requisitos planteados. Como el bloque de tiempo real debe ser alimentado por las lecturas de las variables de la red en tiempo real, es necesario un simulador que imite el comportamiento de la red y nos permita generar los diferentes eventos para el ensayo de la plataforma.

- **Bloque de Control de Plataforma:** En el análisis del problema se expusieron una serie de condiciones que debería cumplir la plataforma desde el punto de visto operativo. En este apartado se ensayarán, a partir de casos de uso, los diferentes comportamientos implementados en la plataforma multiagente que permiten el control autónomo de la misma.

En conclusión, los ensayos se estructurarán según:

- Parte 1: Ensayos individuales de los procedimientos que implementan los algoritmos de cálculo
- Parte 2: Análisis de conjunto de la plataforma multiagentes

Antes de presentar los resultados de los ensayos, se expondrá el modelo de red eléctrica que se ha usado para realizar los ensayos y se describirá el simulador implementado para llevar a cabo los experimentos.

8.2. Modelo de red eléctrica a simular

Para facilitar la implementación, simulación e interpretación de resultados se utilizará como sistema de referencia uno real, el de la isla de Gran Canaria. El planteamiento general de la plataforma es adaptable a cualquier tipo de sistemas, pero en la implementación se ha centrado en sistemas eléctricos aislados orientándose hacia los problemas más acuciantes de esta tipología de redes.

Para el presente trabajo se han modelado los elementos necesarios para los diferentes algoritmos implementados, que son:

- Modelo de flujo de potencia [112]
- Modelo dinámico simplificado de generadores y relés de deslastre de carga [113]
- Curvas de costes de las unidades generadoras [17]
- Históricos de demanda [112]

8.2.1. Descripción general del sistema

La red eléctrica de Gran Canaria es un sistema aislado y poco mallado. Cuenta con dos centrales de generación con varios grupos cada una y una red de distribución con niveles de 66 kV y 220 kV con 26 subestaciones, 35 líneas de transporte, 6 transformadores de transporte y 17 grupos de generación.



Figura 8.1: Sistema Eléctrico de Gran Canaria (REE)

En la Figura 8.1 se representa el diagrama unifilar sobre la geografía del terreno. Como puede observarse, es un sistema muy lineal con dos núcleos princi-

pales de generación. De este sistema pueden destacarse las siguientes características [23, 112, 113]:

- Baja inercia y regulación de frecuencia
- Vulnerabilidad a contingencias simples
- Vulnerabilidad al colapso de tensión

Los agentes implementados dentro del alcance del trabajo están orientados hacia los problemas específicos del sistema a analizar. En caso de otros de sistemas grandes interconectados, se podría plantear la sustitución de los agentes de gestión del deslastre de carga por agentes de control de corrientes de cortocircuito, limitación de penetración de renovables o control de interconexiones.

8.2.2. Modelo de flujo de potencia

Para los análisis de flujo de potencia se utiliza un modelo clásico en PI [56] donde se modelarán los siguientes elementos según se definió en el diseño de la base y descrito en [112, 113]:

- Nudos (Tabla 8.1)
- Líneas (Tabla 8.2)
- Transformadores (Tabla 8.3)
- Cargas (Tabla 8.5)
- Grupos (Tabla 8.4)

Los parámetros que modelan el comportamiento de los diferentes elementos del sistema pueden consultarse en las tablas indicadas.

ID	Nombre	Tensión
01	JINAMAR66	220
02	TIRAJANA220	220
03	ALDEABLANCA	66
04	ARGUINEGUIN	66
05	ARUCAS	66
06	BARRANCO	66
07	BARRANCO-T	66
08	BUENAVISTA	66
09	CARRIZAL	66
10	CEMENTOS	66
11	CINSA	66
12	GUANARTEME	66
13	GUIA	66
14	JINAMAR66	66
15	LOMOAPOLINARIO	66
16	LOMOMASPALOMAS	66
17	TABLERO	66
18	MATORRAL	66
19	MUELLEGRANDE	66
20	SANAGUSTIN	66
21	SANMATEO	66
22	TELDE	66
23	TIRAJANA66	66
24	ALDEBLANCA-T	66
25	MARZAGAN	66
26	SANMATEO-T	66
100	J-D4	11,3
101	J-D5	11,3
102	J-G1	11,5
103	J-G2	11
104	J-G3	11
105	J-V1	11
106	J-V4	11,5
107	J-V5	11,5
108	T-G1	11
109	T-G2	11
110	T-G3	13,5
111	T-G4	13,5
112	T-G5	13,5
113	T-G6	13,5
114	T-V1	13,5
115	T-V2	13,5
116	T-V3	13,5
117	T-V4	13,5

Tabla 8.1: Nudos Sistema de Gran Canaria

ID	Origen	Destino	Num	R	X	B	Smax	V(kV)
161701	16	17	'01'	0,0053	0,0084	0,0443	59	66
170401	17	04	'01'	0,017	0,0259	0,14834	59	66
032301	03	23	'01'	0,00474	0,01776	0,00537	80	66
031101	03	11	'01'	0,05731	0,19946	0,00092	60	66
032401	03	24	'01'	0,00629	0,02358	0,0422	80	66
041602	04	16	'02'	0,05927	0,10147	0,01368	40	66
041001	04	10	'01'	0,01428	0,02364	0,004	40	66
050701	05	07	'01'	0,05752	0,09799	0,00724	40	66
051301	05	13	'01'	0,05394	0,0911	0,00023	40	66
071401	07	14	'01'	0,02159	0,05496	0,00069	42	66
061501	06	15	'01'	0,00532	0,02477	0,00034	81	66
061402	06	14	'02'	0,00912	0,04245	0,00058	81	66
081901	08	19	'01'	0,00698	0,01502	0,0352	60	66
081402	08	14	'02'	0,01752	0,08145	0,02172	60	66
081401	08	14	'01'	0,01752	0,08145	0,02172	60	66
092201	09	22	'01'	0,02415	0,08395	0,00105	66	66
092301	09	23	'01'	0,03006	0,10591	0,0365	66	66
112501	11	25	'01'	0,03607	0,1405	0,00062	60	66
121402	12	14	'02'	0,03168	0,10652	0,01341	58	66
121401	12	14	'01'	0,03168	0,10652	0,01341	58	66
121901	12	19	'01'	0,0055	0,01244	0,028	60	66
132601	13	26	'01'	0,04041	0,16025	0,0739	80	66
010202	01	02	'02'	0,00422	0,02936	0,00425	323	220
010201	01	02	'01'	0,00422	0,02936	0,00425	323	220
141501	14	15	'01'	0,01455	0,06777	0,00092	81	66
142601	14	26	'01'	0,0457	0,15935	0,004	66	66
142602	14	26	'02'	0,0457	0,15935	0,004	66	66
142201	14	22	'01'	0,01589	0,07398	0,00101	81	66
142501	14	25	'01'	0,00651	0,0303	0,00042	81	66
162401	16	24	'01'	0,04178	0,14524	0,00134	60	66
161801	16	18	'01'	0,04913	0,17232	0,00362	66	66
162001	16	20	'01'	0,0107	0,0372	0,00047	66	66
182301	18	23	'01'	0,00044	0,00167	0,00305	80	66
202301	30	23	'01'	0,04445	0,15575	0,0331	66	66
242301	24	23	'01'	0,00589	0,02205	0,03946	80	66

Tabla 8.2: *Lineas Sistema de Gran Canaria*

ID	Origen	Destino	Nombre	Ua(kV)	Ub(kV)	Potencia (MVA)	Resistencia	Reactancia	Tomas
011401	01	14	JT-1	220	66	125	0,00213	0,1155	12
011402	01	14	JT-2	220	66	125	0,0014	0,1168	12
011403	01	14	JT-3	220	66	125	0,0014	0,1168	12
022301	02	23	TT-1	220	66	125	0,0021	0,1155	12
022302	02	23	TT-2	220	66	125	0,0014	0,1168	12
022303	02	23	TT-3	220	66	125	0,0014	0,1168	12
1082301	108	23	T-T1-G1	66	11	41	0,005	0,1	1
1092301	109	23	T-T2-G2	66	11	41	0,005	0,1	1
140201	114	02	T-T3-V1	220	13,5	100	0,005	0,09	1
1150201	115	02	T-T4-V2	220	13,5	100	0,005	0,09	1
1100201	110	02	T-T5-G3	220	13,5	80	0,005	0,09	1
1110201	111	02	T-T6-G4	220	13,5	80	0,005	0,09	1
1160201	116	02	T-T7-V3	220	13,5	100	0,005	0,09	1
1120201	112	02	T-T8-G5	220	13,5	80	0,005	0,09	1
1130201	113	02	T-T9-G6	220	13,5	80	0,005	0,09	1
1170201	117	02	T-T10-V4	220	13,5	100	0,005	0,09	1
1051401	105	14	T-J1-V1	66	11	40	0,005	0,1011	1
1021401	102	14	T-J7-G1	66	11,5	30	0,006	0,1177	1
1061401	106	14	T-J8-V4	66	11,5	75	0,005	0,1	1
1071401	107	14	T-J9-V5	66	11,5	75	0,005	0,1	1
1031401	103	14	T-J10-G2	66	11	41	0,005	0,1	1
1041401	104	14	T-J11-G3	66	11	41	0,005	0,1	1
1001401	100	14	T-J12-D4	66	11,3	30	0,006	0,1	1
101401	101	14	T-J13-D5	66	11,3	30	0,006	0,1	1

Tabla 8.3: Transformadores Sistema de Gran Canaria

ID	Nombre	Pmax (MW)	Pmin(MW)	Qmax(MVAr)
100	J-D4	20,51	14,09	10
101	J-D5	20,51	14,09	10
114	T-V1	74,2	27,84	10
115	T-V2	74,2	27,84	10
106	J-V4	55,56	21,24	10
107	J-V5	55,56	21,24	10
110	T-G3	68,7	5,81	10
111	T-G4	68,7	5,81	10
112	T-G5	74,1	5,81	10
113	T-G6	74,1	5,81	10
116	T-V3	65,4	31,56	10
117	T-V4	83,24	14,51	10
105	J-V1	32,34	5,81	10
103	J-G2	32,34	5,81	10
104	J-G3	32,34	5,81	10
108	T-G1	32,34	5,81	10
109	T-G2	32,34	5,81	10
102	J-G1	21,56	5,81	10

Tabla 8.4: *Generadores Sistema de Gran Canaria*

ID	Nombre	p.u.
17	LTABLERO	0,030
03	ALDEABLANCA	0,050
04	ARGUINEGUIN	0,070
05	ARUCAS	0,050
07	BARRANCO	0,090
08	BUENAVISTA	0,090
09	CARRIZAL	0,050
10	CEMESPECIALES	0,005
11	CINSA	0,040
12	GUANARTEME	0,090
13	GUIA	0,045
15	LOMOAPOLINARIO	0,090
16	LOMOMASPALOMAS	0,060
25	MARZAGAN	0,030
18	MATORRAL	0,040
19	MUELLEGRANDE	0,050
20	SANAGUSTIN	0,050
21	SANMATEO	0,030
22	TELDE	0,040

Tabla 8.5: *Cargas Sistema de Gran Canaria*

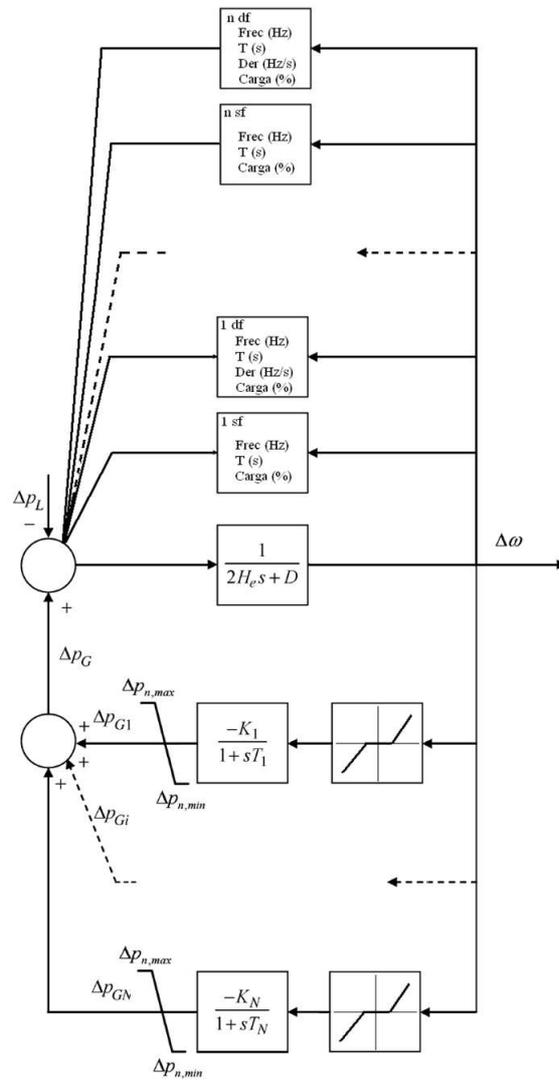


Figura 8.2: Modelado final del sistema eléctrico

8.2.3. Modelo dinámico

El modelo dinámico para simular variaciones de frecuencia ante variaciones en el equilibrio generación-demanda está implementado según el simulador descrito en el capítulo 5. Este simulador comprende un modelo simplificado de generador y un modelo de relés de deslastre de carga (Figura 8.2).

Para el modelado de los generadores se utilizará un modelo equivalente de

primer orden definido por cuatro parámetros; inercia, ganancia, constante de tiempo y banda muerta [113] (Tabla 8.6). Junto que el modelo dinámico de los generadores se aplica un plan de deslastre de carga [129] (Tabla 8.7)

8.2.4. Modelo económico

Para determinar los costes de generación se utilizará el modelo establecido en la Orden itc/913/2006 [17], donde se establecen los mecanismos liquidación de costes de energía para los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE). La mayor parte del coste proviene del consumo de combustible, que a su vez depende del consumo específico según la potencia generada. Sobre el coste total también influyen los correspondientes costes de operación así como los costes equivalentes de inversión.

Los costes de funcionamiento se determinan según la expresión [17]:

$$C_i^j = a_i + b_i P_i^j + c_i (P_i^j)^2 \quad (8.1)$$

en donde P es la potencia media horaria en MW para el periodo j y a , b y c son coeficientes de ajuste según tecnología para cada grupo i .

En la tabla 8.8 se muestran los valores de los coeficientes de las ecuaciones anteriores así como el coste de arranque en frío según tecnología. En la figura 8.3 se representan los costes por MWh generado.

Otros parámetros fundamentales del despacho económico son las restricciones tecnológicas-económicas de operación (Tabla 8.9) como:

- Mínimo técnico (P_{\min} en MW, P_{\min} en %)
- Mínimo tiempo conectado ($T_{\min c}$ en minutos)
- Mínimo tiempo desconectado (T_{arr} , T_{arC} en minutos)

Finalmente se debe definir el criterio de reserva de generación. La reserva de generación es la magnitud de incremento/decremento de potencia en un tiempo determinado que el sistema puede asumir en un determinado momento. Por motivos de seguridad de operación se fijan ciertos niveles de reserva.

Tipo	Pot (MW)	K	H	T	db
Diesel	24	25	4.5	7	0.005
T Gas	20-50	13	7	2	0.005
	>50	16	5	1	0.005
VAPOR	33	9	6	0.5	0.005
	40	15	4	3.5	0.005
	60	2	5.6	0.5	0.005
	80	1	4	0.5	0.005

Tabla 8.6: *Modelo dinámico para simulaciones*

Freq (Hz)	Temp(s)	Tapertura(s)	% carga
49	0,1	0,2	3,43
48,9	0,15	0,2	5,28
48,8	0,2	0,2	5,02
48,7	0,3	0,2	5,69
48,6	0,4	0,2	4,17
48,5	0,5	0,2	9,95
48,4	0,6	0,2	5,46
48,3	0,7	0,2	3,05
48,2	0,8	0,2	4,07
48,1	0,9	0,2	5,9
48	1	0,2	10,34

Tabla 8.7: *Plan de deslastre para simulaciones*

Tipo	Pot	a	b	c	a''	b''	Arranque
D4T	5	865.969	1678.83	81.52	36.356	10.18	72.71
	5-14	1286.063	2511.43	6.13	80.784	10.18	161.57
	14-24	9556.467	1039.2	36.41	103.353	10.18	206.71
D2T	24	7613.794	1381.9	15.25	105.009	4.9	210.02
TG AERO	50	9167.142	2154.04	1.59	167.287	1.5	818.49
TG HD	20-50	31391.054	1773.42	11.58	256.639	1.5	3988.38
	>50	60436.76	1925.54	0.53	888.704	1.5	13183.89
CCGT 2+1	200-250	239683.594	-440.63	5.76	2.229.353	2.3	33072.39
VAPOR	33	8673.983	2942.31	0.47	82.297	1.72	6146.295
	40	8388.391	2859.29	0.46	109.369	1.72	9048.351
	60	12991.345	2677.03	0.19	124.529	1.72	11114.441
	80	21254.082	2159.80	0.23	146.186	1.72	12038.118

Tabla 8.8: Parámetros de coste por tecnología

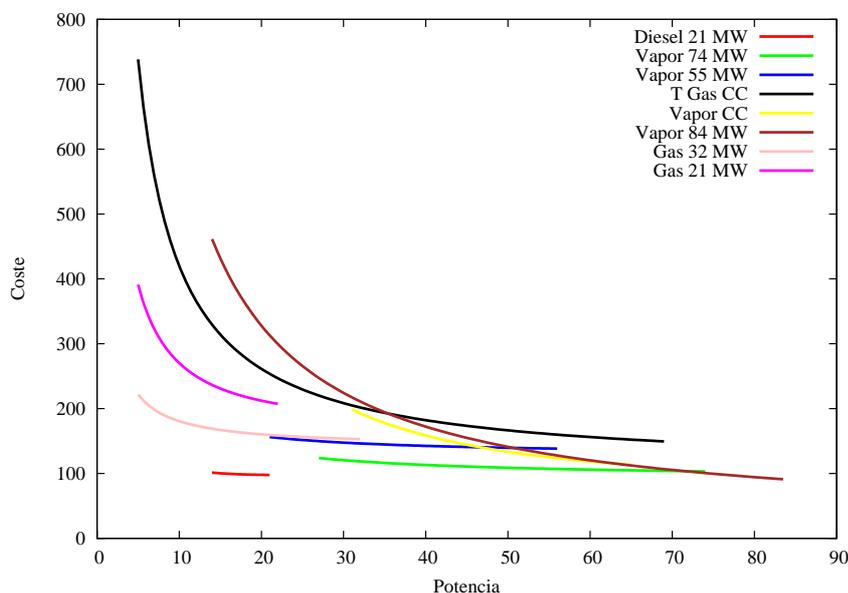


Figura 8.3: *Curvas de coste de generación por tecnología*

Tecnología	Pot	Pmin	Pmin%	Tarr	TarC	Tminc
GAS	32	6	19	25	25	11
GAS	65-75	10	15	60	60	15
DIESEL	20	14	70	120	80	7
VAPOR	37	14	38	645	270	47
VAPOR	55	27	49	750	375	58
VAPOR	74	28	38	840	300	46
(2TG+1TV)	210	70	33	480	330	66

Tabla 8.9: *Parámetros de operación por tecnología*

En el anexo de P.O. para los SEIE [36], apartado 8 del P.O. 1, se establecen las siguientes reservas de regulación de frecuencia-potencia:

- **Reserva de regulación primaria:** Para cada sistema se debe establecer una reserva de regulación primaria para cada periodo de programación horario que será como mínimo el 50% de la mayor potencia neta asignada a un grupo generador de entre los programados en dicho periodo.
- **Reserva de regulación secundaria:** Para cada sistema se debe establecer

una reserva de regulación secundaria para cada periodo de programación horario en función de la evolución temporal previsible de la demanda, en función del fallo probable de generadores acoplados y de la variabilidad de la producción eólica. Siempre que las condiciones técnicas lo permitan, la reserva de regulación secundaria a subir debe ser mayor o igual al 100 % de:

- La mayor potencia neta asignada a un generador de entre los programados en dicho periodo horario.
 - El crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
 - La pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada.
- **Reserva de regulación terciaria:** Análogamente que la reserva a subir de la regulación secundaria.

El criterio práctico aplicado será mantener una reserva rodante igual al 100 % de la potencia neta mayor generada por una unidad, contando con que en el caso de un ciclo combinado 2+1 una unidad es el 50 %. Se va a suponer pues que tal magnitud de reserva rodante cumple con los requerimientos de reserva de regulación.

8.2.5. Modelo de demanda

Como ya se ha comentado en el capítulo 5, en el modelo de este trabajo solo se tendrán en cuenta los factores temporales. Los datos de demanda se obtendrán a partir de históricos publicados por el operador del sistema [37] (Figuras 8.4 y 8.5).

Con el resultado anterior se obtiene un valor de demanda global del sistema, pero a efectos de cálculo se necesita conocer la demanda de cada nodo frontera del sistema. La única referencia que se tiene para poder evaluar la demanda por subestaciones es la planificación de los sectores de electricidad y gas de 2002 [53]. En ella se especifican las potencias punta demandadas por cada subestación, la potencia instalada y las horas de utilización.

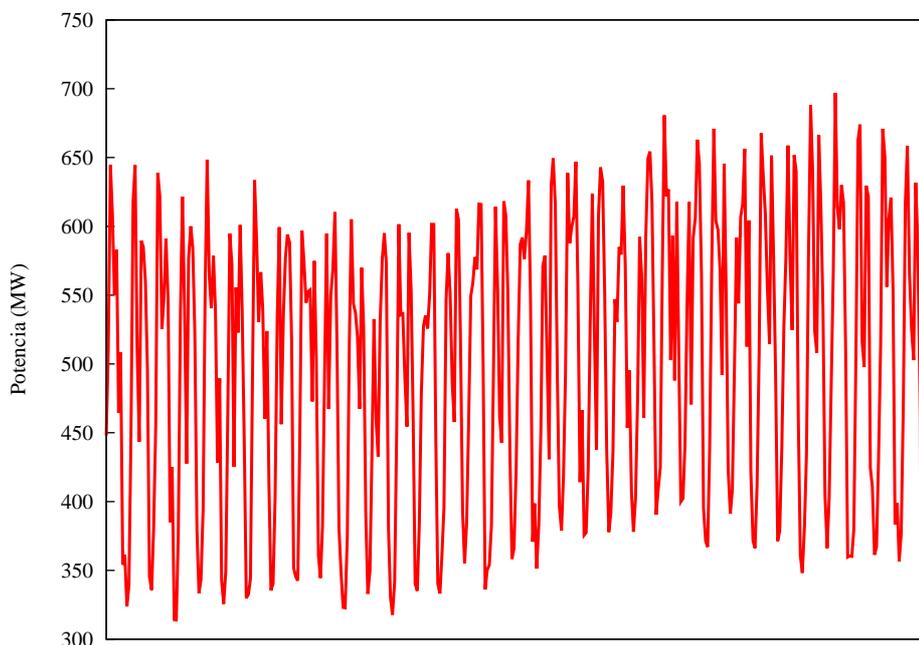


Figura 8.4: Perfil de demanda anual utilizado

Para completar el perfil de la demanda se debe determinar el factor de potencia de la misma. Según [70], el factor de potencia que demanda cada tipo de consumidor es: ≥ 0.90 para cargas residenciales, ≥ 0.85 para cargas comerciales, 0.85 para cargas industriales y 0.80 para los servicios auxiliares de las centrales de generación. Todas estas cargas, exceptuando las residenciales y las comerciales pequeñas, son compensadas por los propios consumidores, forzados por las penalizaciones económicas que se les impone si demandan con factores de potencia bajos. Asimismo, REE impone valores del factor de potencia en los puntos frontera con la red de distribución.

Por tanto, las propias subestaciones tienen compensación de reactiva en media tensión [53], de forma que, desde el punto de vista de la carga demandada a la subestación, el factor de potencia se puede considerar ≥ 0.95 . Para los ensayos se establecerá un factor de potencia de 0.98 para todas las cargas en las subestaciones.

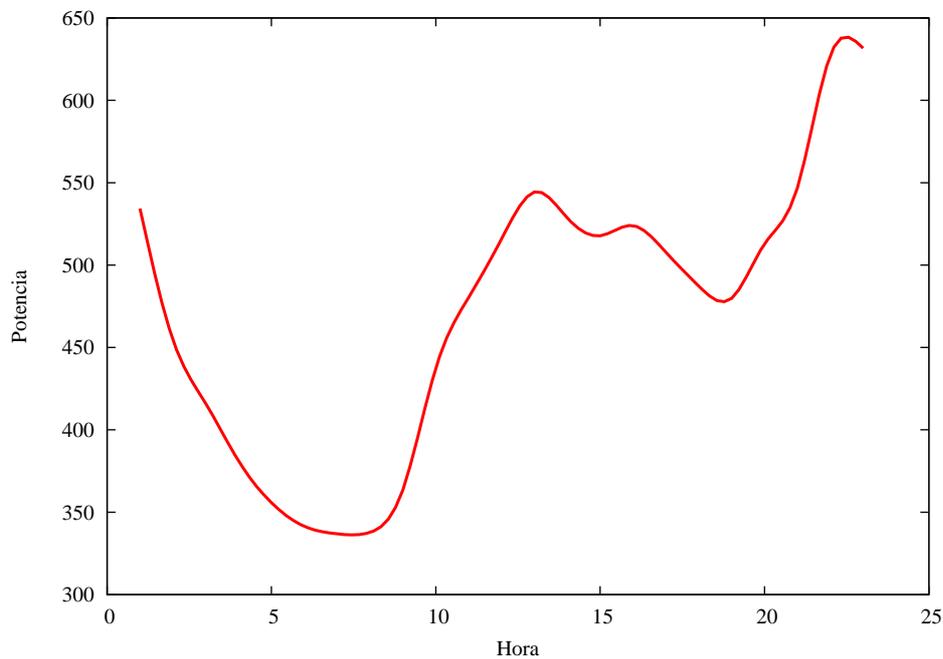


Figura 8.5: Perfil de demanda diaria utilizado

8.3. Plataforma de simulación

Para realizar las pruebas del bloque de tiempo real en un entorno similar al real se ha desarrollado un simulador que se ha implementado dentro de la plataforma como un agente más, aunque no interactúa directamente con los agentes de la plataforma de control.

En la Figura 8.6 se resumen la estructura general del simulador, el cual se conecta a la base de datos de programa y capta las consignas para el punto siguiente. Publica estas consignas en un interface de usuario donde es posible modificarlas. Con las consignas finales se ejecutará un flujo de potencias y los resultados serán guardados en la base de datos de tiempo real. Estos datos serán interpretados por la plataforma de control como medidas reales y actuará en consecuencia.

Sobre estos datos se permiten modificar los valores de las siguientes variables de control del sistema:

- De los Nudos: El Estado

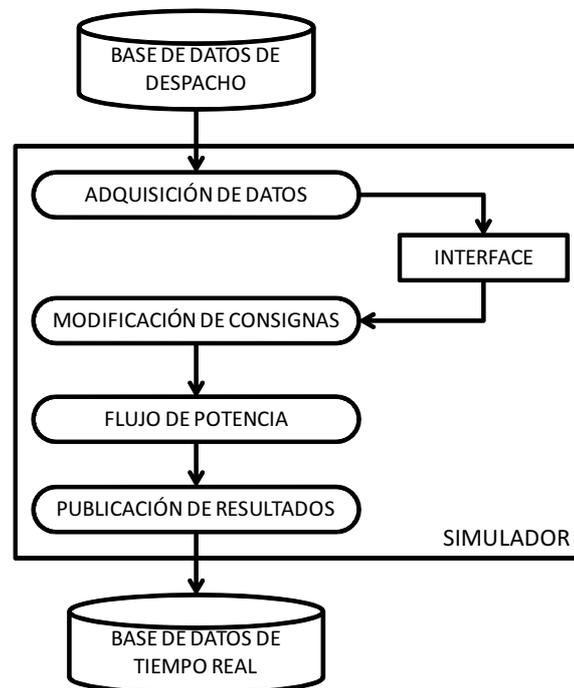


Figura 8.6: Esquema de flujo simulador de tiempo real

- De los Grupos: El Estado, la consigna de potencia, la consigna de tensión
- De las Líneas: El Estado
- De los Transformadores: El Estado, la posición del cambiador de tomas
- De las Cargas: El Estado, la potencia activa, la potencia reactiva

De esta forma se pueden simular los distintos casos de uso del bloque de tiempo real.

8.4. Análisis de resultados

8.4.1. Análisis individuales

En primer lugar se estudiará el comportamiento de los algoritmos de cálculo de cada uno de los tipos de agentes de forma aislada.

10:53:00 10/10/2014 ON/OFF

Grupos:

ID	Forzar	Est. Pro.	Est. For.	P Prog.	P For.	V Prog.	V For.
J-D4*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0	0
J-D5*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0	0
T-V1*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0	0
T-V2*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0	0
J-V4*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0	0

Lineas:

ID	Forzar	Est. Pro.	Est. For.
01	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0
02	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0
03	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0
04	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0
05	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0

Transformadores:

ID	Forzar	Est. Pro.	Est. For.	Toma Prog.	Toma For.
01	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0
02	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0
03	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0
04	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0
05	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0

Cargas:

ID	Forzar	P Pro.	P For.	Q Prog.	Q For.
JINAMA 1*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0
TIRAJA 1*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0
TIRAJA 1*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0
ALDEAB 1*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0
ARGUIN 1*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0

Nodos:

ID	Forzar	Est. Pro.	Est. For.
J-D4*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0
J-D5*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0
J-G1*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0
J-G2*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0
J-G3*	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0

Figura 8.7: *Display del simulador de tiempo real*

8.4.1.1. Asignación de Unidades

Como se detalló anteriormente, el problema del despacho de cargas se ha dividido en dos subproblemas, en primer lugar la asignación de unidades, y en segundo lugar la asignación de consignas.

Para analizar la efectividad del algoritmo de asignación de unidades se comparará cada caso de estudio con el óptimo global. Para determinar el óptimo global se recurrirá a un método de exploración sistemático, se generarán todas las combinaciones posibles, se descartarán las inviables y se seleccionará de las viables la de menor coste. Este resultado se comparará con el generado por el algoritmo propuesto y se evaluará en distintas condiciones su bondad.

Tras analizar diferentes periodos se pudo concluir que en todos los casos el resultado del algoritmo es el óptimo. A modo de ejemplo se muestra en la tabla 8.10 y 8.11 el resultado de un periodo diario. En la parte inferior de la tabla se

muestra para cada hora la demanda, la potencia máxima disponible, el nivel de reserva a subir disponible y el nivel de reserva requerido. Todo esto se contrasta con el resto de restricciones observándose un correcto funcionamiento del algoritmo.

8.4.1.2. Despacho de cargas

Una vez asignadas las unidades, al algoritmo de optimización de consignas le resultará muy simple distribuir las potencias a generar entre los distintos grupos.

La solución implementada, basada en algoritmos genéticos, utiliza diferentes operadores genéticos (mutación, cruce, selección) para generar la siguiente población. Como estudio preliminar se ejecuta el algoritmo con diferentes combinaciones de ajustes de los operadores genéticos y del tamaño de la población para encontrar la más adecuada. En la gráfica 8.8 se resume la evolución de la función objetivo con diferentes combinaciones de ajustes.

Se observa que los mejores resultados se obtienen con tamaños de población altos (a partir de los 100.000 individuos no se produce mejora del resultado) y con probabilidades de mutación entorno al 30 % se producen los mejores resultados. Durante la batería de ensayos para el ajuste de parámetros se dió especial importancia al mantenimiento de la diversidad de la población para evitar un estancamiento o una clonación de individuos no óptimos. Se observa además una muy rápida convergencia del algoritmo, debido principalmente a lo reducido del espacio de búsqueda.

Una vez determinado el conjunto de parámetros más adecuado se procede a estudiar el resultado final. Como se puede observar, el algoritmo genético tiene poco margen de maniobra, ya que los grupos operan siempre en puntos altos de trabajo y por tanto no tiene que elegir los grupos a acoplar. Se observa que la tendencia del algoritmo genético es a maximizar primero las unidades de muy bajo coste, como son los diésel pequeños y a minimizar los grupos muy grandes. En la función se penaliza que los grupos operen por encima del 95 %, de su potencia máxima con el fin de forzar al algoritmo a distribuir la reserva a subir entre todas las unidades y no solo sobre las unidades más caras.

En la tabla 8.12 y 8.13 se resume el resultado del algoritmo genético en un periodo de un día. En donde se observan las tendencias antes descritas. Gracias a la penalización del 95 % la reserva a subir se reparte de forma más proporcionada

Grupo\Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1
10	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	534	455	416	381	356	341	337	338	364	437	480
P. max	652	586	512	512	438	438	438	438	512	586	586
Reserva	117	131	96.1	131	82.2	96.5	101	100	148	149	106
Reserva requ.	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2

Tabla 8.10: Resultado asignación de unidades 1/2

Grupo\Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	516	544	529	518	524	508	487	480	513	547	627	632
P. max	652	652	652	652	652	652	586	586	652	652	735	735
Reserva	136	107	123	134	128	144	98.9	106	139	105	107	103
Reserva requere.	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	83.2	83.2

Tabla 8.1.1: Resultado asignación de unidades 2/2

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
19.5	19.5	17.6	19.5	19.5	16	19.5	19.5	19.5	19.2	19.5	19.5
19.5	19.5	19.5	18.1	19.5	18	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5
70.5	70.1	67.5	70.5	70.5	65.8	67.4	66.7	70.5	65.2	70.5	70.5
70.5	70.5	69.8	70.5	70.5	68.4	68.7	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5
21.4	22.4	21.7	21.4	22.6	21.3	21.6	21.5	21.3	21.8	21.6	21.7
21.2	22.4	21.7	21.4	22.6	21.3	21.6	21.5	21.3	21.8	21.4	21.7
59.7	61.3	62.6	51.3	65.3	65.3	53.2	53.2	40.8	45.6	51.3	65.3
53.6	48	65.3	52.2	65.3	65.3	65.3	65.3	65.3	43.9	65.3	65.3
65.9	62.9	70.3	56.2	0	0	0	0	35	63.7	70.4	29.4
70.4	58.1	0	0	0	0	0	0	0	66.3	70.4	70.4
62.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62.1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 8.13: Despacho de cargas analizado 2/2

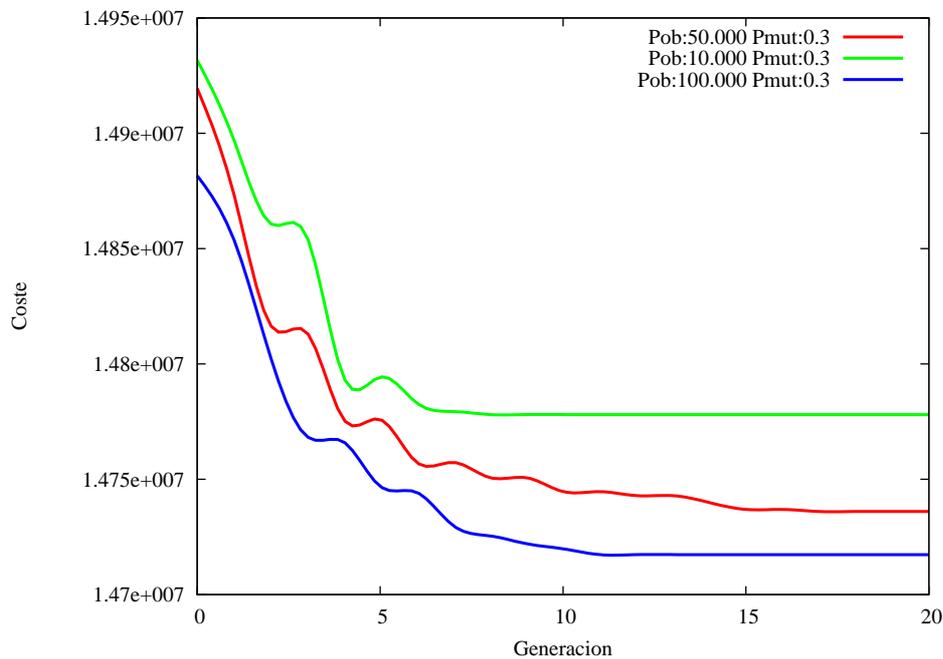


Figura 8.8: *Convergencia del algoritmo genético modificando el tamaño de la población*

entre los grupos. El mismo escenario se representa en la figura 8.9.

Se observa que el algoritmo tiende a subir al máximo de potencia los grupos con curvas de coste más bajas que no intersectan con los demás, como es el caso de los grupos diésel 4 y 5, y de los grupos de vapor de los ciclos combinados. Es por ello que se aplica una penalización para redistribuir adecuadamente la reserva a subir. El resultado difiere poco de unos individuos a otros debido a que la asignación de unidades es fija y las restricciones reducen considerablemente el espacio de búsqueda, facilitando así la interpretación de los resultados sin necesidad de compararlos con otros algoritmos, ya que el desarrollo de un método para la solución del despacho de cargas no es el objetivo de este trabajo.

8.4.1.3. Evaluadores-Correctores

Los algoritmos implementados por los agentes evaluadores son generalmente conocidos y realizan un cálculo bastante común. Por ello se analizará el conjunto de resultados: evaluación inicial-corrección-evaluación final. Este análisis engloba

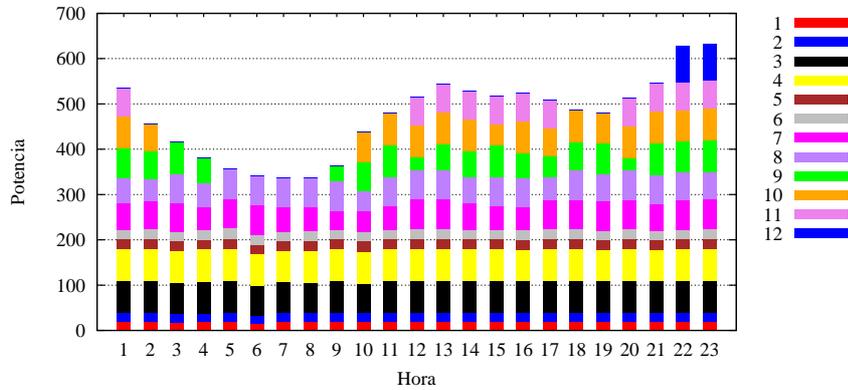


Figura 8.9: *Resultado del despacho de cargas*

tanto a los evaluadores del bloque de programación como a los de tiempo real.

▪ **Violaciones en N**

La evaluación de violaciones en N se realiza ejecutando un flujo de potencias y comparando las potencias por las líneas y transformadores con sus límites y las tensiones nodales con sus límites.

Se ha simulado un punto determinado en periodo punta obteniendo violaciones por mínima tensión en 5 nudos:

- Nudo 4 0.9112298
- Nudo 5 0.9413645
- Nudo 13 0.9422931
- Nudo 16 0.9264286
- Nudo 17 0.9214066

El cálculo que realiza el agente evaluador en cuanto a la demanda perdida es un total de 212.48 MW. Una vez evaluado, el corrector modifica la consigna de tensión de los generador conectados obteniendo el siguiente resultado:

Grupos	V post	V pre
G1	1.0576315	1.05
G2	1.1337787	1.05
G3	1.1824753	1.05
G4	1.036628	1.05
G5	1.1686625	1.05
G6	0.9332421	1.05
G7	1.1722713	1.05
G8	1.0650558	1.05
G9	0.919476	1.05
G10	1.164223	1.05
G11	1.0153818	1.05
G12	1.1185716	1.05
G13	1.078217	1.05

Tabla 8.14: Resultados del agente corrector (p.u.)

Al reenviar el agente corrector la solución al evaluador, este obtiene que ningún nudo permanece con violación por subtensión con lo que la demanda perdida se reduce a 0 MW.

■ Violaciones en N-1

Utilizando el mismo algoritmo de flujo de potencia, se simularán para un caso concreto las violaciones ocurridas por el disparo de cada línea en punta de demanda.

En el caso analizado hay 15 líneas cuyo disparo provoca pérdida de demanda en el sistema. En todos los casos porque el sistema se queda en antenas (nudos conectados a través de una sola línea) que desembocan en nudos aislados perdiendo la consiguiente demanda.

Se observa que en todos los casos la falta de cobertura ante contingencias N-1 es por motivos topológicos de la red y no de operación. El algoritmo corrector no puede mejorar la cobertura N-1 modificando las consignas de generación. Pero encuentra que puede mejorar el resultado de una de las contingencias modificando la topología de la red. En concreto. En la lista anterior de N-1 no cubiertos, se observa que en el anillo formado por las subestaciones Jinamar, San Mateo, Guía, Arucas y Barranco Seco (Figura 8.10), la pérdida de una

de las dos líneas que abastecen el anillo provoca la sobrecarga y posterior disparo de la línea opuesta, ocasionando la pérdida de tres subestaciones. El algoritmo encuentra que abriendo el anillo y explotándolo de forma lineal. Ante un disparo en una de las cabeceras, la otra no queda sobrecargada por lo que la pérdida de demanda se reduce a una subestación.

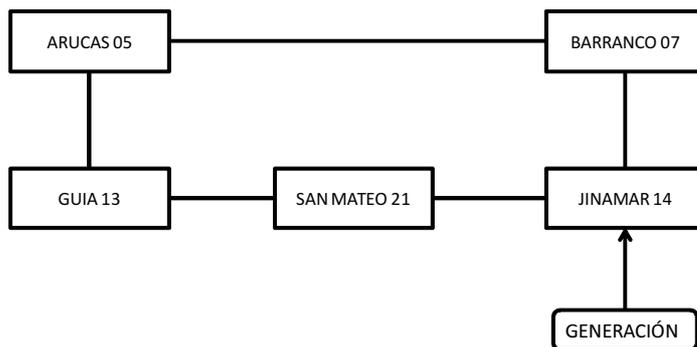


Figura 8.10: Unifilar anillo norte

■ Deslastre de carga

Para estudiar el ajuste realizado por el agente corrector, se utiliza un caso de valle con menos inercia para generar una situación de deslastre de carga. En la figura 8.11 se representa la oscilación de frecuencia del grupo en riesgo antes y después de la corrección. Debido al resultado del despacho de cargas inicial, si el grupo 1 disparase, la caída de frecuencia sería tal que provocaría un deslastre de carga de 15.5 MW.

Con el fin de minimizar esa cantidad, el algoritmo ha reducido la consigna de potencia del grupo en riesgo y la ha distribuido entre el resto de grupos en la cantidad mínima necesaria para evitar el deslastre de carga en caso de disparo del generador. Tras este re-despacho la caída de frecuencia del grupo no provocaría ningún deslastre de carga. Esta modificación del despacho supone un sobre coste de solo el 0.85%. El cálculo de este redespacho es prácticamente inmediato debido al reducido coste computacional de resolver la red neuronal. Sin embargo, introducir esta restricción como una más en el algoritmo de despacho multiplicaría el tiempo de ejecución del algoritmo por el coste computacional de simular cada disparo en cada solución propuesta.

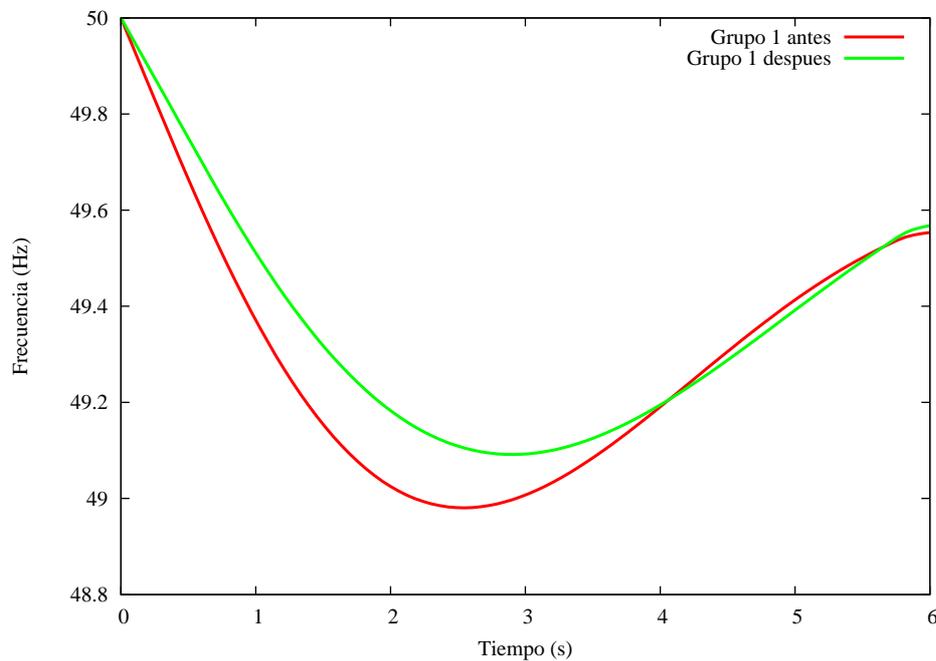


Figura 8.11: Comparativa de frecuencia antes y después de la corrección

■ Reserva de tensión

La reserva de tensión mide el margen de incremento de carga que puede soportar el sistema antes de que se produzca el fenómeno del colapso de tensión. Para estudiar el funcionamiento del programa, se calculará en margen de cargabilidad en hora punta y se le indicará al corrector que debe maximizarlo modificando las consignas de tensión de los grupos.

En la figura 8.12 se representan las curvas V-P para el nudo más crítico del sistema, antes y después de que el agente corrector modifique las consignas de tensión de los generadores. La única opción de la que dispone el agente corrector de mejorar la situación es aumentar el perfil de tensiones de la red a base de aumentar la inyección de reactiva por parte de los generadores. La clave en el algoritmo genético reside en que su función de aptitud tiene en cuenta no solo el objetivo principal sino también la magnitud de las modificaciones aplicadas. De forma que debe buscar los generadores más influyentes para el nudo crítico. Como se explica en el capítulo 5, esto se consigue a través de la matriz de sensibilidad.

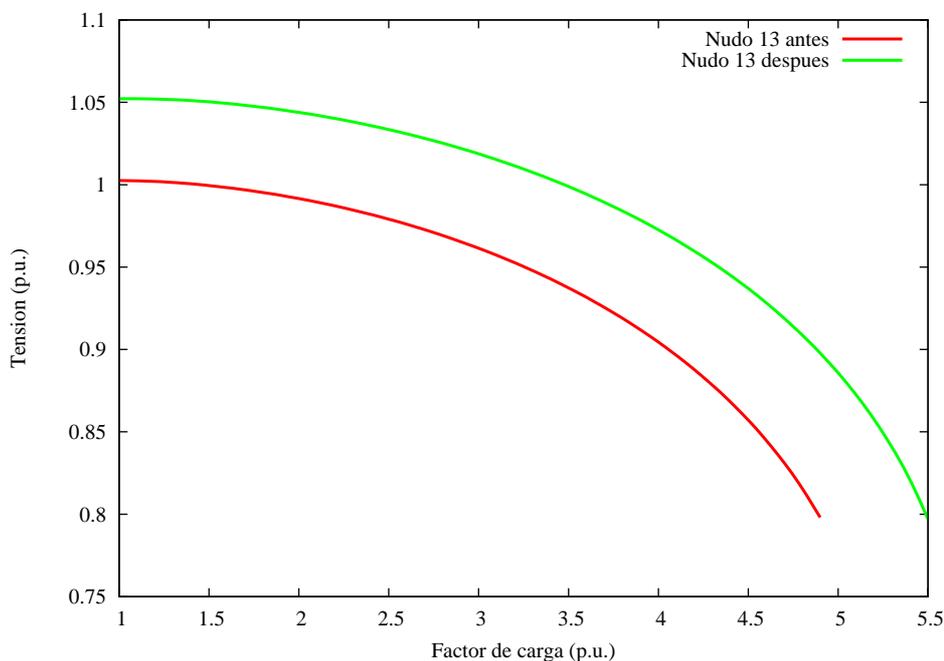


Figura 8.12: *Comparativa evaluación antes y después de la corrección*

Los nudos seleccionados por el algoritmo son los relativos a la central de Jinamar en el nudo de 66 kV, que son los más cercanos al nudo crítico. En la figura 8.12 se observa un desplazamiento vertical de la curva V-P permitiendo que el límite de cargabilidad pase de 4.9 a 5.5 p.u. demostrando la simplicidad y efectividad del método.

8.4.2. Análisis conjunto

Una vez estudiado en detalle el comportamiento del algoritmo implementado en cada agente se procederá a estudiar el conjunto de la plataforma utilizando para ello los casos de uso identificados en el capítulo de análisis.

8.4.2.1. Programación normal bloque programación

Tras haber estudiado en el punto anterior el funcionamiento individual de cada algoritmo implicado en el programación del sistema, se procederá a realizar un análisis de conjunto para comprobar la correcta integración de todos lo compo-

nentes y de su elemento de unión, el agente deliberativo.

Para ello se simulará un punto de operación que contenga violaciones y faltas de reservas que fuercen a la plataforma a usar todas sus herramientas para obtener un programa adecuado.

En primer lugar, el agente predictor de demanda genera la consigna de demanda a cubrir para ese punto de operación, 585,7 MW. Con todas las unidades disponibles el agente despacho genera la solución como punto económico que aparece en la tabla 8.15.

ID	Potencia (MW)
100	17.290012
101	17.290012
114	70.49
115	70.49
106	24.440012
107	28.94003
110	65.265
111	65.265
112	27.110071
113	57.909695
116	62.13
117	79.077995
103	0
104	0
108	0
109	0
102	0

Tabla 8.15: *Resultado despacho económico*

Este resultado es enviado a todos los evaluadores. A continuación se analizan los resultados de las diferentes parejas evaluador-corrector:

■ **Violaciones en N**

El agente evaluador en N encuentra 4 violaciones de tensión en los nudos:

- Nudo 04 Arguineguín - 0.9365039198911153 p.u.
- Nudo 10 Cementos Especiales - 0.9358071223561026 p.u.

- Nudo 16 Lomo Maspalomas - 0.9493450325790268 p.u.
- Nudo 17 Tablero - 0.9451014359514921 p.u.

El evaluador simula la pérdida en cascada debido a los disparos por mínima tensión de los nudos, contabilizando la demanda suministrada por todos los nudos perdidos. En este caso la demanda total perdida es de 157 MW. Es decir, si se aplican las consignas del despacho de generación de forma directa se perderá inmediatamente el 27% de la demanda del sistema. Para evitar esa situación entra en juego el agente corrector.

En primer lugar el agente corrector elige los tres nudos de generación más influyentes para cada nudo con violación según el análisis de sensibilidad de tensión de nudo PQ respecto a nudo PV. En este caso los resultados han sido:

- NUDO CON VIOLACION: 04
 - SELECCIONADO TENSIONES: 117 - 0.011465993729465329
 - SELECCIONADO TENSIONES: 115 - 0.011461193702656414
 - SELECCIONADO TENSIONES: 111 - 0.011457873771656524
- NUDO CON VIOLACION: 10
 - SELECCIONADO TENSIONES: 110 - 0.01146571863081769
 - SELECCIONADO TENSIONES: 116 - 0.01146512732714422
 - SELECCIONADO TENSIONES: 114 - 0.011462516338098694
- NUDO CON VIOLACION: 16
 - SELECCIONADO TENSIONES: 113 - 0.011282840797429472
 - SELECCIONADO TENSIONES: 112 - 0.011268054775030456
 - SELECCIONADO TENSIONES: 101 - 0.007744227005493487
- NUDO CON VIOLACION: 17
 - SELECCIONADO TENSIONES: 107 - 0.007773149759124909
 - SELECCIONADO TENSIONES: 106 - 0.007771478181477498

Como se puede observar, los cuatro nudos con violación de tensión se encuentran en el sur de la isla, por lo que las mayores sensibilidades las producen los grupos conectados en la zona sur, todos con valores del orden de 0.011 p.u. mientras que los nudos del norte tienen una sensibilidad de 0.0077 p.u. Una vez seleccionadas las variables de control, el corrector inicia el algoritmo genético para encontrar el conjunto de consignas de tensión de los generadores que permita eliminar todas las violaciones de la red y cuyos resultados se muestran en la tabla 8.16.

ID	Tensión inicial	Tensión óptima
117	1.05	1.0558805
115	1.05	1.0594836
111	1.05	1.142718
110	1.05	1.1436111
116	1.05	1.0390749
114	1.05	1.0451809
113	1.05	1.0435293
112	1.05	1.0933819
101	1.05	1.0475407
107	1.05	1.1274114
106	1.05	1.012816

Tabla 8.16: Perfil de tensiones óptimo (p.u.)

El corrector envía su resultado al evaluador para obtener el resultado final. En este caso, el evaluador confirma que con este perfil de tensiones todos los nudos están por encima de 0.95 p.u. y sin ninguna sobrecarga de línea.

■ Violaciones en N-1

El evaluador de contingencias N-1 simula el disparo de cada una de las líneas del sistema. El agente encuentra que hay 3 líneas cuyo disparo provoca la sobrecarga de otras líneas y pérdida de demanda, además del caso especial de la subestación Cementos Especiales que opera en antena y cuyo disparo no puede cubrirse.

Los tres casos de disparo ocurren en el anillo norte (Figura 8.13). Los resultados son:

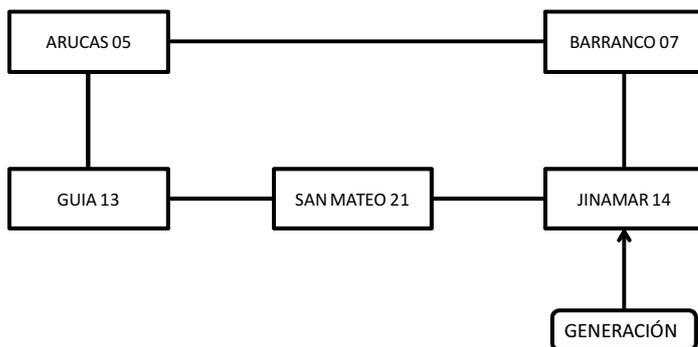


Figura 8.13: *Unifilar anillo norte*

- Disparo Barranco-Arucas
 - Sin afección
- Disparo Arucas-Guía
 - Sin afección
- Disparo Barranco-Jinamar
 - Disparo de línea San Mateo-Guía
 - Los nudos Barranco, Arucas y Guía quedan aislados
 - Demanda perdida: 18.5 %
- Disparo Guía-San Mateo
 - Disparo de línea Arucas-Barranco
 - Los nudos Arucas y Guía quedan aislados
 - Demanda perdida: 9.5 %
- Disparo Jinamar-San Mateo
 - Disparo de línea Arucas-Barranco
 - Los nudos Arucas, Guía y San Mateo quedan aislados
 - Demanda perdida: 12.5 %

El análisis global del agente evaluador determina que, en este escenario, un 40.5 % de demanda está en riesgo. Se hace notar que no es una suma real sino una adición de todas las incidencias disjuntas pero posibles. Tras esta evaluación, el agente corrector intenta reducir la demanda en riesgo modificando

el despacho de cargas. Pero como se puede ver, toda la generación entra a través de Jinamar, por lo que el despacho de generación no tiene ninguna influencia. Entonces, el agente corrector prueba su herramienta alternativa; modificar la topología de la red. Como ya se ha comentado, el agente ensaya diferentes combinaciones y busca aquella que reduzca el global de demanda perdida.

El agente corrector encuentra que la línea Arucas-Guía se debe operar desconectada, generando así dos antenas. Al enviar la propuesta al agente evaluador, este es el resultado:

- Disparo Barranco-Arucas
 - El nudo Arucas queda aislado
 - Demanda perdida: 5 %
- Disparo Barranco-Jinamar
 - Los nudos Barranco y Arucas quedan aislados
 - Demanda perdida: 14 %
- Disparo Guía-San Mateo
 - El nudo Guía queda aislado
 - Demanda perdida: 4.5 %
- Disparo Jinamar-San Mateo
 - Los nudos Guía y San Mateo quedan aislados
 - Demanda perdida: 7.5 %

Se puede observar que con esta configuración el disparo de alguna de las líneas del anillo no provoca la sobrecarga de otra, sino que deja nudos directamente aislados. El impacto global de esta configuración es que el 31 % está en riesgo, disminuyendo así el global de las afecciones de los disparos N-1.

■ **Deslastre de carga por subfrecuencia**

El agente evaluador de deslastre de carga simula el disparo individual, encontrando que ninguno de los mismos provoca la actuación del esquema

de deslastre de cargas (Figura 8.14). Por ello el agente corrector no genera ninguna propuesta adicional.

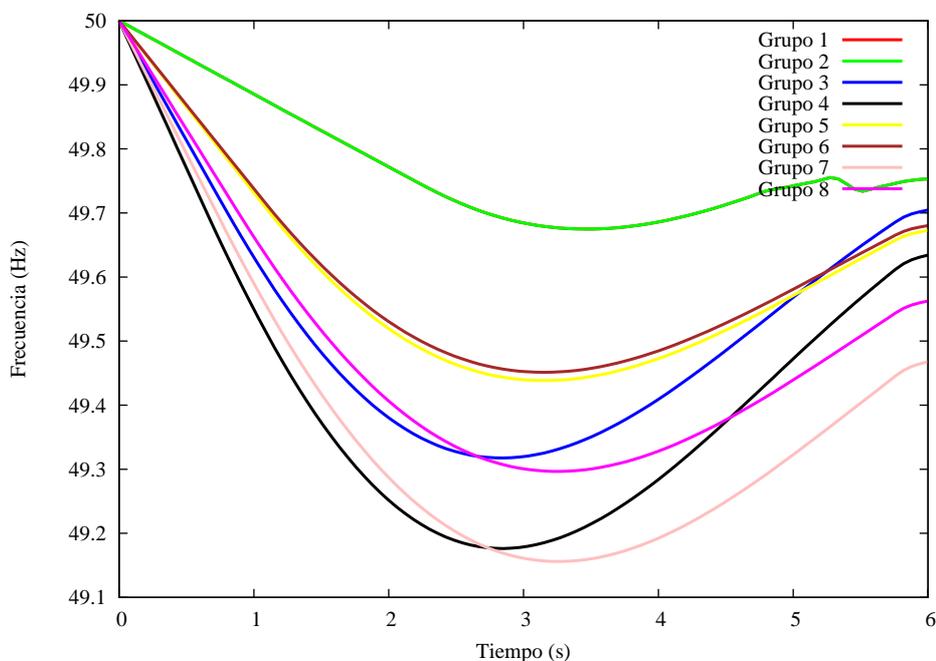


Figura 8.14: Simulaciones disparos de grupos

■ Colapso de tensiones

El agente evaluador de colapso de tensiones calcula la cargabilidad máxima del sistema antes de que las tensiones colapsen. Los procedimientos de operación de REE marcan que el margen mínimo debe ser del 1.15 p.u. para un nivel de tensión del 0.94 p.u. Se exponen los resultados de varios nudos, y el más crítico se representa en la figura 8.15. El nudo que marca el límite es Cementos Especiales 10, que alcanza el límite de 0.94 a un nivel de carga de 1.4 p.u. por lo que no se realiza ninguna acción por parte del agente corrector.

Proceso del agente deliberativo (1)

Como resultado de la primera parte, el agente deliberativo tiene como entrada cinco conjuntos de variables de control para el mismo punto:

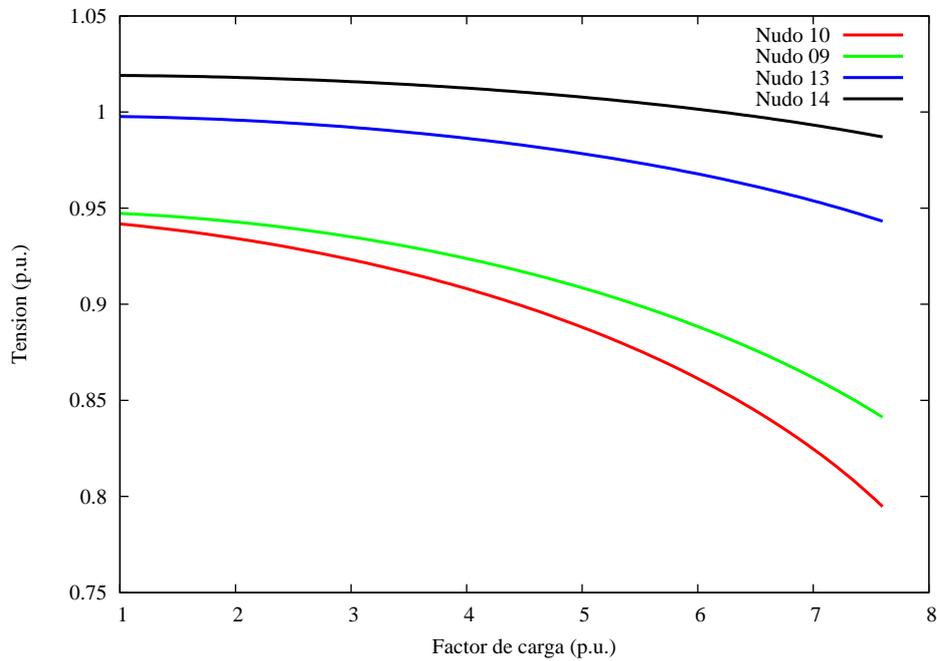


Figura 8.15: *Simulaciones límite de carga*

- U_0 : Conjunto generado por el despacho de cargas
- U_1 : Conjunto generado por el agente corrector de violaciones en N
- U_2 : Conjunto generado por el agente corrector de contingencias N-1
- U_3 : Mismo que U_0
- U_4 : Mismo que U_0

Así mismo cada conjunto diferente viene acompañado de sus evaluaciones de violaciones y carencias de reservas (Tabla 8.17), donde las filas representan los resultados de los 4 agentes evaluadores y las columnas las soluciones propuesta por los correctores (1,2,3,4, en este caso solo aplica el 1 y 2) y la solución semilla del despacho económico (0). Los valores representan la demanda en riesgo en MW.

Se observa que, como entrada, el agente deliberativo detecta que la solución inicial presenta violaciones inaceptables, pero que la corrección propuesta soluciona completamente dichas violaciones. Es por ello que, siguiendo su proceso de

Evaluador/ Conjunto	0	1	2
1(V)	157	0	N/E
2(R)	237	N/E	182
3(R)	0	N/E	N/E
4(R)	0	N/E	N/E

Tabla 8.17: Entradas Agente deliberativo Caso 1.1

toma de decisiones, envía la solución aportada por el corrector 1 para ser evaluada por todos evaluadores con los resultados de la tabla 8.18.

Evaluador/ Conjunto	0	2
1(V)	0	N/E
2(R)	237	182
3(R)	0	N/E
4(R)	0	N/E

Tabla 8.18: Entradas Agente deliberativo Caso 1.2

En esta segunda vuelta, el conjunto inicial no presenta violaciones por lo que el agente deliberativo se centra en la carencia de reservas en N-1. Observa que el agente corrector ha conseguido corregirla en parte pero no en su totalidad, Por ello envía esta solución a despacho, añadiendo la restricción N-1 (Tabla 8.19).

Evaluador/ Conjunto	0	2
1(V)	0	N/E
2(R)	182	182
3(R)	0	N/E
4(R)	0	N/E

Tabla 8.19: Entradas Agente deliberativo Caso 1.3

Al igual que en la vuelta anterior, sigue habiendo falta de reserva en N-1, pero el agente deliberativo observa que la misma no ha podido ser corregida y ya estaba como restricción en despacho, por lo que decide aceptar ese resultado como bueno y transmitirlo a la base de datos de programa para su ejecución.

Proceso del agente deliberativo (2)

Por la causalidad del caso del ensayo anterior, la violación pudo ser corregida y la falta de reserva minimizada. De esta forma se pudieron ensayar tres pasos por el

agente deliberativo. Para ensayar las otras alternativas de este agente, se propone forzar una violación. Lo más fácil es reducir, en la base de datos de Modelo, la potencia máxima de una línea. De esta forma se puede forzar una violación que no puede ser corregida por el agente corrector obligando al agente deliberativo a recurrir al despacho económico con restricciones.

La línea seleccionada es una antena, Arguineguín-Cementos. Se reduce la potencia máxima de la línea a 1 MW, con una demanda nodal de 2.9 MW. Como resultado del primer ciclo de procesamiento sobre la plataforma, el agente deliberativo obtiene los resultados recogidos en la tabla 8.20.

Evaluable/ Conjunto	0	1	2
1(V)	159.9	2.9	N/E
2(R)	237	N/E	182
3(R)	0	N/E	N/E
4(R)	0	N/E	N/E

Tabla 8.20: Entradas Agente deliberativo Caso 2.1

Como puede verse, el agente corrector actúa con facilidad, como en el caso anterior, sobre las violaciones de tensión, pero no puede corregir el disparo de la línea forzada. Entonces la decisión que toma es solicitar un redespacho utilizando como restricción las violaciones en N. Como resultado en la segunda vuelta se obtiene exactamente el mismo resultado ya que el despacho no puede reducir ni las violaciones de tensión y el disparo de la línea forzada como se indica en la tabla 8.21.

Evaluable/ Conjunto	0	1	2
1(V)	159.9	2.9	N/E
2(R)	237	N/E	182
3(R)	0	N/E	N/E
4(R)	0	N/E	N/E

Tabla 8.21: Entradas Agente deliberativo Caso 2.2

Como ahora no puede repetir el despacho porque la restricción ya estaba añadida, en esta vuelta decide pasar a la estrategia más agresiva, el deslastre de cargas. Para ello en primer lugar se realiza el análisis de sensibilidad similar al utilizado

para modificar las violaciones de las líneas modificando las generaciones de los grupos pero esta vez a través de la modificación de las cargas en las líneas. Tras este resultado, el algoritmo detecta que el nudo con mayor influencia es el de Cementos, reduce su consumo un 50 % y envía el nuevo perfil de demanda al agente de despacho. Obteniéndose en la tercera vuelta la tabla 8.22.

Evaluador/ Conjunto	0	1	2
1(V)	158.45	1.45	N/E
2(R)	237	N/E	182
3(R)	0	N/E	N/E
4(R)	0	N/E	N/E

Tabla 8.22: Entradas Agente deliberativo Caso 2.3

El agente deliberativo vuelve a tomar la decisión de aplicar un deslastre y enviar a despacho. Vuelve a aplicar un deslastre del 50 % en el nudo de Cementos con el resultado mostrado en la tabla 8.23.

Evaluador/ Conjunto	0	1	2
1(V)	157	0	N/E
2(R)	237	N/E	182
3(R)	0	N/E	N/E
4(R)	0	N/E	N/E

Tabla 8.23: Entradas Agente deliberativo Caso 2.4

En total se han deslastrado del nudo de Cementos 2.175 MW, permitiendo encontrar una solución sin violaciones en N que permita operar el sistema. Como resultado, el clasificador de estado determina que el sistema se encuentra en estado de *Reposición*.

Una vez en este punto nos encontraríamos en la misma situación que en el primer caso, el 1.1, y se seguiría el mismo proceso hasta completar la solución. De esta forma se han ensayado todos los posibles pasos por el agente deliberativo como se resume en la figura 8.16.

Convergencia de horizontes

Como los resultados de los ensayos anteriores son independientes del horizonte y del número de puntos, se han obtenido para un solo punto para facilitar su

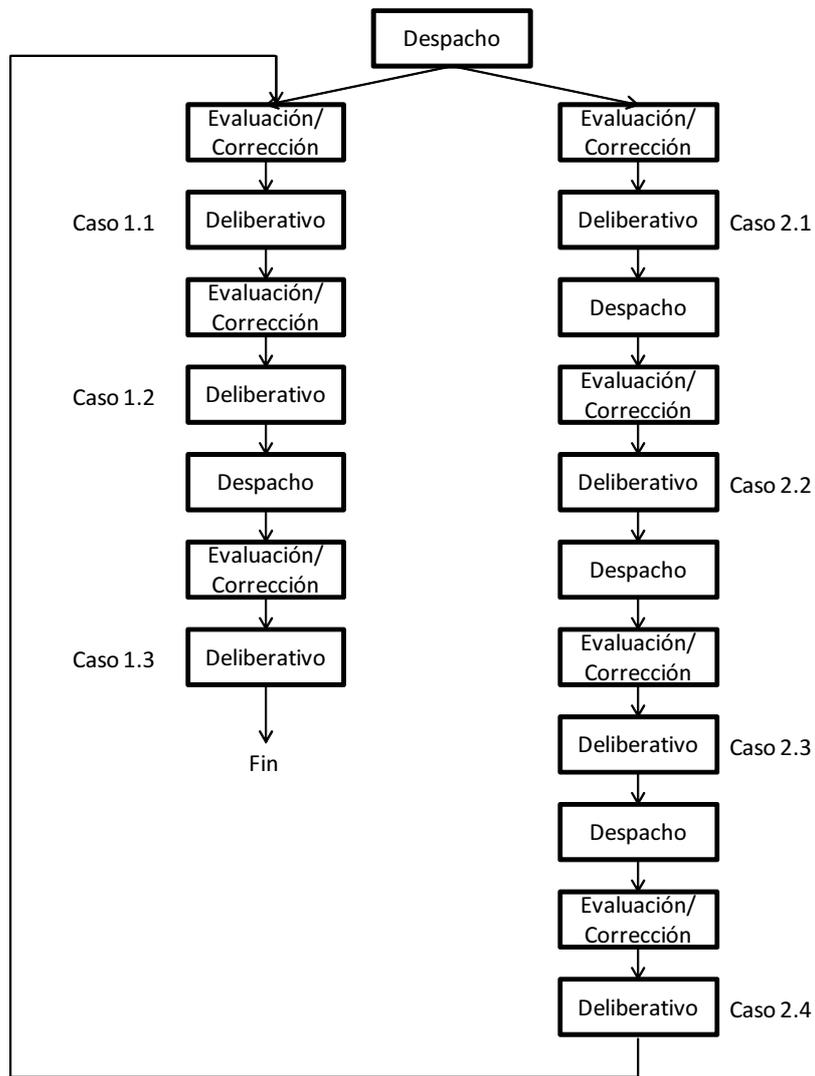


Figura 8.16: Diagrama de flujo completo

interpretación. Sin embargo se hace necesario una evaluación de la influencia de los diferentes horizontes de programación. En los ensayos realizados no puede evaluarse la influencia de los errores de predicción ya que no hay predicción como tal sino una interpolación del histórico, por lo que solo se pueden evaluar los cambios en la discretización del horizonte.

En la Figura 8.17 se observa el efecto de la precisión de los diferentes horizontes. El primer horizonte a 24 con una precisión de 1 hora es el equivalente al despacho actual. Este horizonte permite a los propietarios de las unidades generadoras tener

preparadas las diferentes unidades para las horas requeridas. Un segundo horizonte con una precisión de 30 min permite ajustar mejor el momento de la conexión de los diferentes generadores y la operación de la aparamenta. Un tercer horizonte de 12 horas con una precisión de 10 minutos permite obtener una fuente de consignas más continua y precisa e interpretable por los operadores.

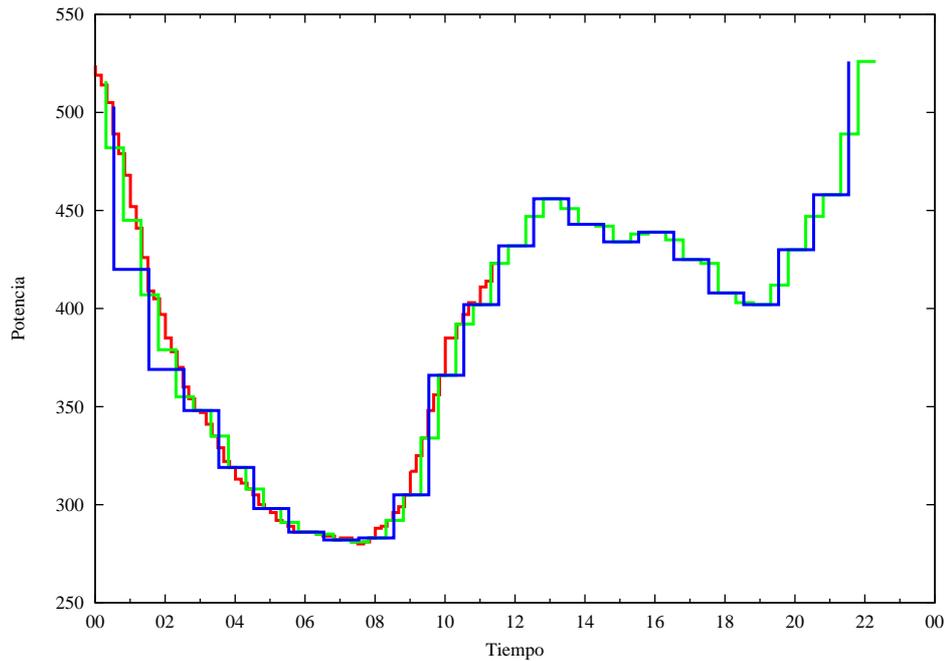


Figura 8.17: *Convergencia de la programación*

8.4.2.2. Programación normal del bloque tiempo real

A continuación se analiza el mismo caso anterior, pero desde la perspectiva del bloque de tiempo real. Como ya se ha explicado, el bloque de tiempo real toma los datos del sistema de adquisición de datos de la red. Es decir mide las variables de control y de estado que son directamente observables en el sistema. También calcula las variables de control que no son directamente observables. Con todo este conjunto de datos, el bloque de tiempo real debe determinar si el sistema se está comportando según estaba previsto en el programa.

Si la programación no se cumple es como si no se hubiera realizado, por lo tanto es vital tener una retroalimentación de la situación real de la red. Para

estás pruebas se utilizará el simulador desarrollado en el apartado anterior. Este simulador toma las consignas de la base de datos de programa, calcula las variables de estado y vuelca todos los resultados como datos capturados de la red. En mitad del proceso, el simulador permite alterar variables de control para poner a prueba la plataforma multiagente.

Agentes Evaluadores

Los agentes evaluadores ejecutan el mismo procedimiento que los del bloque de programa. La diferencia es que estos en lugar de emitir el resultado en MW se limitan a indicar si existe o no violación o carencia de reserva. Utilizando el mismo punto de demanda que el utilizado para el estudio del bloque de programación, se comprueba que los agentes evaluadores devuelven los siguientes resultados, donde $R=1$ indica que existe falta de reserva, y $V=1$ indica que existe al menos una violación:

- Evaluador en N: $V=0$, $R=0$
- Evaluador en N-1: $V=0$, $R=1$
- Evaluador de deslatare: $V=0$, $R=0$
- Evaluador de colapso: $V=0$, $R=0$

Clasificador de Estado

Los resultados de los agentes evaluadores llegan al clasificador de estado que actúa según una lógica simple. Al detectar que no existen violaciones pero si carencia de reserva declara el sistema en estado de *Alarma*.

Seguimiento de consigna

Para ensayar este agente se simularán los siguientes eventos con el fin de provocar una reacción del mismo:

- **Disparo de una línea**

Para los experimentos en tiempo real se utilizará el simulador detallado en este capítulo. Para simular un disparo de línea se ejecutará el bloque de

programación en condiciones normales de forma que las consignas se queden registradas en la base de datos de programa.

A continuación se ejecutará el simulador forzando a cero el estado de una de las dos líneas principales de 220 kV del sistema (Figura 8.18).

Simulador 11:31:44 30-01-2015 ON/OFF

Grupos:

ID	Forzar	Est. Pro.	Est. For.	P Prog.	P For.	V Prog.	V For.
J-D4'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	19.4845	19.4845	0.983351	0.983351
J-D5'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	17.59	17.59	1.05	1.05
T-V1'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	70.29	70.29	1.05	1.05
T-V2'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	70.29	70.29	1.05	1.05
J-V4'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	24.74	24.74	1.05	1.05

Lineas:

ID	Forzar	Est. Pro.	Est. For.
01	<input checked="" type="checkbox"/>	1	0
02	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1
03	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1
04	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1
05	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1

Transformadores:

ID	Forzar	Est. Pro.	Est. For.	Toma Prog.	Toma For.
01	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	1	1
02	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	1	1
03	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	1	1
04	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	1	1
05	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	1	1

Cargas:

ID	Forzar	P Pro.	P For.	Q Prog.	Q For.
JINAMA'	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0
TIRAJA'	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0
TIRAJA'	<input checked="" type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0
ALDEAB'	<input checked="" type="checkbox"/>	29.5369	29.5369	9.70831	9.70831
ARGUIN'	<input checked="" type="checkbox"/>	41.3517	41.3517	13.5916	13.5916

Nodos:

ID	Forzar	Est. Pro.	Est. For.
J-D4'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1
J-D5'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1
J-G1'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1
J-G2'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1
J-G3'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1

Figura 8.18: Simulación disparo de línea

El agente simulador calculará el flujo de potencia en estas condiciones e insertará el resultado en la base de datos de Tiempo Real. El resultado de flujo de potencia obtenido produce un aumento de la carga en la línea, que si bien no sobrepasa su límite, provoca un descenso general en el perfil de tensiones con un descenso medio del 0.26 %, dando lugar a que uno de los nudos baje por debajo del umbral (Tabla 8.24).

Una vez anotados los resultados en la base de datos de tiempo real simulando su captura por el Scada, los agentes de tiempo real se ejecutan con estos datos y se observa la siguiente reacción de la plataforma:

Inicial	Final	Variación
1.01199	1.00901763	0.29 %
1.01199	1.00901763	0.29 %
1.01199	1.00901763	0.29 %
1.02055	1.01342685	0.70 %
0.99388	0.99370041	0.02 %
0.95001	0.94656535	0.36 %
0.958224	0.95506688	0.33 %
1.00143	0.99842272	0.30 %
0.987793	0.98473799	0.31 %
0.994203	0.99117599	0.31 %
0.987724	0.98601036	0.17 %
0.93593	0.93586923	0.01 %
0.988306	0.98615064	0.22 %
0.991908	0.9888735	0.31 %
0.956849	0.95368593	0.33 %
1.01199	1.00901763	0.29 %
0.998936	0.99592541	0.30 %
0.99135	0.98831385	0.31 %
0.994178	0.99115126	0.31 %
0.995295	0.99264988	0.27 %
0.998396	0.99836585	0.00 %
0.992766	0.99266557	0.01 %
1.00543	1.00255086	0.29 %
0.983351	0.98027765	0.31 %

Tabla 8.24: *Modificación perfil de tensión ante el disparo de un línea (%)*

Primero: El agente de alarmas detecta que la consigna de la base de datos de Programa no coincide con la consigna en la base de datos de Tiempo Real. Modifica el estado previsto de la línea para las siguientes 24 horas y envía una orden de ejecución al Agente Despacho. En el nuevo resultado del programa para el periodo siguiente se observa un aumento de las consignas de los generadores para compensar la pérdida de la línea y evitar las violaciones por baja tensión (Tabla 8.25).

Segundo: El agente evaluador N en tiempo real detecta las violaciones, y a través del agente clasificador se cambia el estado del sistema a *Emergencia*.

■ Disparo de un generador

Al igual que en el caso anterior, y utilizando el simulador se fuerza el estado de un generador que está inicialmente a 1 a estado 0. Este evento provoca que el flujo de potencia post contingencia no sea una fiel reproducción de la realidad, ya que en este caso la potencia a generar se reparte entre el resto de grupos conectados según su comportamiento en el régimen dinámico. Pero el simulador implementado solo se encarga de contingencias estacionarias, por lo que la carga de este generador será absorbida por el generador balance.

Pero lo que se pretende con este experimento es comprobar la capacidad de reacción de la plataforma ante estos incidentes, no la capacidad del simulador. El resultado es similar al del apartado anterior.

ID	Forzar	Est. Pro.	Est. For.	P Prog.	P For.	V Prog.	V For.
J-D4'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	0	19.4845	0	0.98252	0.98252
J-D5'	<input type="checkbox"/>	1	1	19.4845	19.4845	1.05	1.05
T-V1'	<input type="checkbox"/>	1	1	70.49	70.49	1.05	1.05
T-V2'	<input type="checkbox"/>	1	1	70.49	70.49	1.05	1.05
J-V4'	<input type="checkbox"/>	1	1	27.34	23.24	1.05	1.05

Figura 8.19: Simulación disparo de un generador

El agente Alarmas detecta la discrepancia entre el programa y el tiempo real y solicita repetir el programa para las próximas 24 horas, forzando el grupo que ha disparado a estado 0 obteniendo los resultados de la tabla 8.26.

Línea	Estado Previo	Pot. Previo (MW)	Estado Post	Pot. Post (MW)
10201	1	-118.698	0	0
10202	1	-118.698	1	-223.661
31101	1	17.5346	1	22.7132
32301	1	-47.9743	1	-51.6628
32401	1	1.96147	1	0.467395
41001	1	0	1	2.84929
41602	1	0	1	-11.9566
50701	1	-32.6977	1	-32.6983
51301	1	4.2177	1	4.21791
61402	1	-43.3352	1	-43.3363
61501	1	17.7038	1	17.7032
71401	1	-59.0375	1	-59.0425
81401	1	-35.9968	1	-35.9968
81402	1	-35.9968	1	-35.9968
81901	1	20.7302	1	20.7302
92201	1	5.91399	1	5.91399
92301	1	-34.3939	1	-34.3939
112501	1	-5.43071	1	-5.43071
121401	1	-29.5263	1	-29.5263
121402	1	-29.5263	1	-29.5263
121901	1	7.78942	1	7.78942
132601	1	-21.4256	1	-21.4256
141501	1	33.7608	1	33.7608
142201	1	17.2372	1	17.2372
142501	1	17.0058	1	17.0058
142601	1	22.6197	1	22.6197
142602	1	21.9394	1	21.9394
161701	1	-39.6679	1	-39.6679
161801	1	-13.014	1	-13.014
162001	1	-41.7611	1	-41.7611
162401	1	0	1	0
170401	1	0	1	0
182301	1	-63.386	1	-63.386
202301	1	-41.5166	1	-41.5166
242301	1	-40.6976	1	-40.6976

Tabla 8.25: Comparación de flujos pre y post contingencia

Grupo	Pre (MW)	Post (MW)
J-D4	19.4845	0
J-D5	19.4845	16.090008
T-V1	70.49	70.49
T-V2	70.49	70.49
J-V4	27.340023	23.240007
J-V5	27.340023	30.040033
T-G3	65.265	64.3096
T-G4	65.265	64.78217
T-G5	55.25769	65.79784
T-G6	55.450275	70.395
T-V3	62.13	62.13
T-V4	0	0
J-G2	0	0
J-G3	0	0
T-G1	0	0
T-G2	0	0
J-G1	0	0

Tabla 8.26: Comparativa despacho pre y post contingencia

▪ Desvío de un generador de su consigna

Este tercer caso difiere de los anteriores. Aquí lo que se pretende es observar la capacidad de la plataforma para interpretar cambios en los límites de las variables de control. Para ello bastará con forzar el valor de consigna de un generador más bajo que el que está programado y observar el comportamiento de la plataforma. Para ello se fuerza en el simulador la potencia de un grupo por debajo de la potencia consignada por el despacho de cargas (Figura 8.20).

ID	Forzar	Est. Pro.	Est. For.	P Prog.	P For.	V Prog.	V For.
J-D4'	<input checked="" type="checkbox"/>	1	1	19.4845	15.00	0.987773	0.987773
J-D5'	<input type="checkbox"/>	1	1	19.4845	19.4845	1.05	1.05
T-V1'	<input type="checkbox"/>	1	1	70.49	70.49	1.05	1.05
T-V2'	<input type="checkbox"/>	1	1	70.49	70.49	1.05	1.05
J-V4'	<input type="checkbox"/>	1	1	27.740025	25.140015	1.05	1.05

Figura 8.20: Simulación forzado de consigna de un generador

Con esta situación, al ejecutarse el agente Seguimiento, este detecta un error

del -26 % entre lo consignado y lo real, un error del 0 % en la demanda y un error del 0 % en el punto anterior. La decisión aplicada por el agente es reducir el límite máximo de generación a corto plazo y ordenar la reprogramación en dicho periodo (Tabla 8.27).

Grupo	Pre (MW)	Post (MW)
J-D4	19.4845	14.25
J-D5	19.4845	19.4845
T-V1	70.49	70.49
T-V2	70.49	70.49
J-V4	27.740025	25.140015
J-V5	27.740025	25.140015
T-G3	65.265	41.90994
T-G4	65.265	65.265
T-G5	37.914207	60.009663
T-G6	38.382393	41.90994
T-V3	62.13	62.13
T-V4	79.077995	79.077995
J-G2	0	0
J-G3	0	0
T-G1	0	0
T-G2	0	0
J-G1	0	0

Tabla 8.27: *Desvío de consigna de un generador*

8.4.2.3. Gestión de la plataforma

Como parte de este trabajo se ha desarrollado un entorno que controla a los propios agentes que a su vez controlan la red eléctrica. Como se explica en el apartado de diseño, se han implementado ciertas facultades que mejoran las garantías de la plataforma. En este apartado se ensayarán para comprobar su funcionalidad. Para poder realizar los análisis anteriores y gestionar adecuadamente la plataforma con agilidad, se ha desarrollado un tipo especial de agente denominado Visualización que conecta un interfaz de usuario (Figura 8.21).

A través de esta interfaz se pueden ejecutar las acciones necesarias para el control de la plataforma:

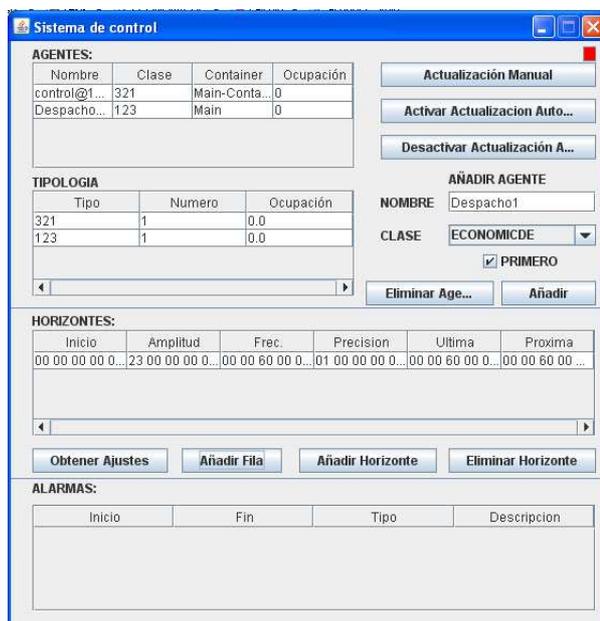


Figura 8.21: *Herramienta de control de la plataforma*

- Conexión y desconexión de agentes
- Monitorización individual y grupal de la actividad de los agentes
- Monitorización y control de las tareas ejecutadas por el bloque de programación

Además de las tareas manuales, la tarea automática de autocontrol más importante de la plataforma es la monitorización de la actividad de los agentes. La plataforma monitoriza la cola de trabajo de cada agente y determina la necesidad de aumentar el número de agentes de una clase específica. Así mismo también recibe las alarmas de autocontrol de los propios agentes, que indican que la ejecución de una tarea está tardando más de lo habitual, lo que podría implicar que un agente está bloqueado, por lo que se toma la acción automática de eliminarlo y reiniciar la tarea que ejecutaba este agente en otro clon.

Realizar estas simulaciones y mostrar los resultados no resulta una tarea simple. Para simularlas se fuerzan a valores muy bajos los tiempos que los agentes esperan que las tareas consuman para su ejecución, provocando así la actuación

de los algoritmos de control. Para mostrar los resultados se copia a continuación un extracto del Log de trabajo de la plataforma:

```
ALARMA de Predictor1@192.168.1.104:1099/JADE
PROTOCOLO: ALARMA DESDE: Predictor1@192.168.1.104:1099/JADE
          EN Control1@192.168.1.104:1099/JADE
AGENTE: Predictor1@192.168.1.104:1099/JADE ha sido terminado
AGENTE: Predictor1@192.168.1.104:1099/JADE CONECTADO
INICIO ID: Predictor1@192.168.1.104:1099/JADE
PROTOCOLO: CN-FIN DESDE: Predictor1@192.168.1.104:1099/JADE
          EN Control1@192.168.1.104:1099/JADE
```

En la secuencia anterior se representa el registro de eventos:

1. Predictor1 identifica que hay un exceso de tiempo de computo
2. El agente Control1 recibe la alarma
3. El agente Control1 fuerza el cierre del agente Predictor1
4. El agente Control1 inicia un nuevo agente de la clase Predictor con el nombre Predictor1
5. Predictor1 asume la tarea pendiente e informa a Control1 de la finalización de la misma

Capítulo 9

Conclusiones, Aportaciones y Líneas Futuras

9.1. Conclusiones y Aportaciones

En el presente trabajo se han analizado las diferentes tareas que se deben realizar para operar la red con la finalidad de abastecer el suministro de energía eléctrica. En primer lugar en este análisis se dividió la red en dos secciones, cada una con sus problemáticas específicas:

- Generación y transporte
- Distribución y consumo

Se han identificado las problemáticas de ambas secciones y se ha incidido en el área de Generación y Transporte, que es el objeto de este trabajo. Durante el análisis de la operación de esta área se han podido clasificar sus actividades en dos grupos principales:

- Programación
- Tiempo Real

A continuación se hará una discusión de conclusiones y aportaciones que se han obtenido del trabajo de esta tesis.

9.1.1. Sobre la operación de las redes eléctricas

Una de las particularidades de los métodos actuales es que operan prácticamente en tiempo real con una programación a 24 horas del despacho de generación. Este horizonte se divide en 24 partes de cálculo horario y se evalúa, para el valor medio de la demanda en el periodo, la configuración óptima de las consignas de generación. Sin embargo, el valor concreto de cada consigna se decide en tiempo real, por lo que los despachos actuales básicamente se comportan como una asignación de unidades (Unit Commitment).

Si se quieren cumplir los retos futuros de las redes eléctricas planteados al inicio de este documento se debe hacer un cambio en el concepto de la operación de las redes eléctricas, y trasladar el peso de la operación desde el tiempo real a la programación. Una de las máximas de partida de este trabajo ha sido:

En la operación futura de las redes eléctricas, las herramientas de regulación en tiempo real quedarán obsoletas por el desarrollo de métodos de programación extremadamente detallados y precisos, quedando el tiempo real relegado a la retroalimentación de la programación.

Evidentemente, procesos como la regulación primaria de frecuencia y de tensión, los sistemas de protección y los automatismos de control y estabilización, seguirán siendo fundamentales en la operación de los mismos ya que son tareas puramente reactivas que requieren tiempos de actuación del entorno de los 100 ms.

El objetivo perseguido es ser capaces de generar consignas detalladas para cada variable de control y evaluar y mejorar la capacidad de su cumplimiento.

Debido a la imposibilidad de hacer ensayos sobre redes reales, es difícil evaluar la certeza de la afirmación anterior, pero a la vista de los resultados preliminares se puede asumir la siguiente conclusión:

El cálculo de programaciones precisas y con altas certezas de seguimiento es factible a la vista de los resultados de este trabajo.

9.1.2. Sobre las hipótesis de diseño

Antes de comenzar el diseño e implementación de la solución propuesta en este trabajo, se realizaron una serie de hipótesis, basadas en el estado del arte

previo, que son el punto de partida de todo el desarrollo del trabajo.

Tras la fase de implementación, experimentación y análisis de resultados se puede valorar la validez de las hipótesis planteadas:

- **Hipótesis 1:** *El futuro de la operación de redes eléctricas se fundamenta en una programación precisa de las variables de control apoyadas por un seguimiento en tiempo real del cumplimiento del programa que genere acciones correctivas.*

Tras la experimentación realizada, se ha podido comprobar que la programación precisa y adaptativa de las variables de control es viable. Por otro lado se han podido comprobar, sobre un simulador, los mecanismos correctivos de este método de programación para adaptarlo a las condiciones reales de la red eléctrica. Con estos experimentos se puede concluir que la hipótesis funciona, pero para poder realizar una confirmación rotunda la experimentación debe ampliarse a sistemas reales.

- **Hipótesis 2:** *La solución de un problema complejo multivariable puede encontrarse dividiendo el problema y resolviendo cada objetivo, y los sistemas multiagentes se adaptan a este tipo de situaciones.*

En el capítulo de experimentación se han mostrado los casos más comunes y generales en los que se pueda encontrar la red para ensayar el bloque de programación. Estos ensayos han demostrado que el sistema es capaz de alcanzar, en cualquier circunstancia, una solución factible de la programación.

La división de problemas entre los agentes y los protocolos de interacción entre ellos han mostrado buenos resultados en todas las circunstancias. La hipótesis de dividir el problema ha cumplido su objetivo de simplificar el mismo y no ha provocado una tendencia en el sistema a estancarse en soluciones no factibles, ni tampoco el bloqueo del programa debido a defectos del planteamiento.

- **Hipótesis 3:** *Los sistemas basados en conocimiento permiten realizar un proceso de toma de decisiones basadas en valores cualitativos como los de la elección de las variables de control.*

El diseño del paquete de reglas resultó una tarea fácil, ya que los objetivos de operación están muy bien definidos y resulta sencillo plasmarlos en un paquete de reglas. Durante la experimentación, se provocaron diferentes circunstancias para forzar al agente de toma de decisiones a encontrarse en todos los estados posibles y observar su comportamiento en toda la gama de situaciones posibles, demostrando su agilidad y facilidad de convergencia.

En resumen, las hipótesis planteadas han resultado válidas para cumplir los objetivos del trabajo y no se han encontrado indicios de lo contrario. Pero sería necesario poder realizar experimentación sobre redes reales para comprobar inequívocamente la idoneidad de las mismas.

9.1.3. Sobre la programación inteligente de las redes eléctricas

Para resolver el problema de programar las variables de control de las redes eléctricas, se precisa disponer de una solución adaptativa que sea capaz de resolver la gran cantidad de restricciones del problema. Tras un análisis de las opciones actuales se decidió abordar una solución mixta derivada de la teoría de descomposición de Benders [122]. En el análisis de las fases de la programación de la red se encontraron cuatro etapas principales:

- Predicción de la demanda
- Despacho económico
- Evaluación y corrección
- Toma de decisiones

La aportación fundamental de este trabajo se centra en la toma de decisiones, que debe estar apoyada en información precisa de entrada y en disponer de una amplia gama de actuaciones.

La programación empieza con la predicción de la demanda. Aunque las tendencias de futuro indican que en algún momento la demanda no será solo prevista, sino que podrá gestionarse, al menos en cierta medida, con el fin de mejorar los

objetivos del sistema, es un avance que requiere no solo una modificación de la metodología, sino de la legislación, la tecnología y las infraestructuras, por lo que se considera una mejora a futuro no cuantificable actualmente. Es por ello que no se tiene en consideración aunque es fácilmente integrable en la solución planteada. Como resultado de la predicción de la demanda se tendrá un valor nodal de demanda a satisfacer, que es el principal objetivo del sistema.

Con este dato de demanda se realiza una programación de la generación a la que llamaremos solución semilla. Hay que evaluar cada una de las restricciones sobre la semilla. Tras evaluar los diferentes métodos existentes para la generación de un despacho de cargas, se optó por la opción mixta basada en realizar una asignación de unidades y posteriormente una optimización utilizando algoritmos genéticos alcanzando la siguiente conclusión:

Con los ensayos exhaustivos realizados sobre el algoritmo de asignación de unidades se pudo comprobar el cumplimiento de restricciones y la correcta búsqueda del óptimo.

En una primera iteración, si no se cumple una restricción N , la semilla pasará por un proceso de orientación que pretende modificar el vector de variables de control lo mínimo posible, con el fin de llevar la solución a la región factible.

Como resultado de esta primera fase, se llega a la toma de decisiones con una batería de semillas de entre 1 y $N+1$, siendo N el número de restricciones evaluadas. Con dichas entradas, el módulo de toma de decisiones elige una acción entre las que tiene disponibles con el fin de maximizar su objetivo.

Otra aportación consiste en que cada una de las tareas del proceso resumido es fácilmente asociable a un agente dentro de una plataforma MAS. Por ello, la solución planteada se ha integrado dentro de una plataforma MAS dotándola de un diseño robusto de comunicaciones y supervisiones que han sido ampliamente ensayadas con las siguientes conclusiones:

Durante las pruebas de la plataforma implementada se ha observado un correcto flujo de información entre los agentes, sin generarse cuellos de botellas en el proceso.

Se ha comprobado la insensibilidad del sistema ante la modificación del número y de la índole de las restricciones estudiadas, validando así el requerimiento de solución escalables, abierta y reproducible.

Para la evaluación de cada una de las restricciones, y en especial para la orientación (o corrección) de cada una de las mismas, se han implementado los métodos que mejor se adaptaban a los requerimientos:

- Restricción 1: Violaciones en N; Evaluación por flujo de potencia en cascada y Corrección por análisis de sensibilidades y algoritmos genéticos
- Restricción 2: Violaciones en N-1; Evaluación por flujo de potencia DC iterativo y Corrección por análisis de sensibilidades y algoritmos genéticos
- Restricción 3: Deslastre de carga; Evaluación por modelo dinámico simplificado, Corrección por redes neuronales
- Restricción 4: Colapso de tensiones; Evaluación por Continuación de flujo de potencia, Corrección por algoritmos genéticos

Los métodos de evaluación empleados están ampliamente aceptados en la bibliografía específica de los sistemas eléctricos de potencia, mientras que los de corrección son aportaciones propias basadas en algoritmos evolutivos:

Los ensayos individuales sobre los algoritmos de evaluación y corrección confirman la bondad de los resultados obtenidos de la viabilidad de aplicar algoritmos genéticos a gran parte de los problemas con base en un modelo adecuado

Finalmente se alcanza la fase de toma de decisiones. Como resultado de la fase anterior no se dispone de un solo vector de variables de control para el periodo de estudio, sino que según los resultados de las evaluaciones, pueden haberse generado varias propuestas. La elección del resultado final no se obtiene como combinación de las diferentes soluciones sino que se obtiene haciendo converger la plataforma hacia una solución de entre las propuestas. Esta relación entre entradas y acciones disponibles en la toma de decisiones hacen que el problema se adapte adecuadamente para modelarlo y resolverlo con un sistema experto basado en reglas (SBR), el SBR desarrollado es una de las aportaciones realizadas.

Como ya se ha discutido, el objetivo principal es abastecer toda la demanda o la mayor parte de ella. Después de alcanzado este objetivo se centra la atención en otros, como los económicos, los técnicos y los de seguridad. Por lo tanto es obligatorio que la solución sea robusta y siempre produzca un resultado factible:

Tras los ensayos de conjunto realizados se observa la capacidad de la solución para ofrecer programas factibles en cualquiera de las circunstancias de operación.

Otra de las aportaciones destacadas de la solución propuesta es el de los horizontes adaptables. A la vista del análisis realizado y los resultados de los ensayos ejecutados se han podido extraer las siguientes reglas generales en el cálculo de los parámetros básicos que identifican cada horizonte:

- **Amplitud:** El periodo que abarca el horizonte depende de la anticipación que requieran los elementos de la red para cambiar su estado si es requerido. Este parámetro es el que determina la convergencia de la solución al ir definiendo periodos más cortos y de más precisión, al ser más cercanos al instante actual. La regla general es que cuando más preciso y más cerca del instante actual, más corto debe ser. Por un lado, para mantener una homogeneidad en los niveles de incertidumbre y por otro lado, para mantener los requerimientos computacionales en niveles abarcables.
- **Precisión:** La precisión indica el número de puntos de cálculo en los que se divide un horizonte. Esta dependerá de la velocidad de oscilación de las variables estudiadas y de la cercanía al instante actual. Cuanto más cerca más preciso y cuanto más cambie una variable de un punto al siguiente más preciso. Por lo tanto se puede calcular la magnitud del cambio de una variable de un instante a otro y establecer unos límites a partir de los cuales hay que aumentar la precisión, es decir, dividir el periodo de estudio en más punto para que la diferencia entre ellos esté por debajo de un límite.
- **Frecuencia:** La frecuencia hace referencia a tasa de actualización del cálculo de un horizonte. Esto dependerá de las variaciones entre un cálculo y el siguiente. Así, si las variaciones superan un límite determinado se debe aumentar la frecuencia para que la convergencia sea suave.
- **Distancia:** La distancia hace referencia al periodo que hay desde el ahora hasta el inicio del horizonte. Dependiendo del objetivo, los horizontes pueden quedar superpuestos o alineados y la distancia al instante actual dependerá de los otros horizontes y de los objetivos de los mismos.

Debido a la variabilidad de los horizontes, a la repetición del cálculo del mismo punto en varias ocasiones y, sobre todo, a que en cada ocasión los parámetros del horizonte son diferentes, pueden generarse inconsistencias de la base de datos. Estas son debidas a la determinación de los puntos de cálculo. Cada punto de cálculo lleva asociado una marca de tiempo. Puede ocurrir que en el siguiente cálculo, ese punto ya no sea elegido y lo sean los adyacentes como consecuencia del cambio de parámetros del horizonte. De esta forma se generan las inconsistencias. Para evitarlo se ha implementado en el código la limpieza de los puntos intermedios no calculados con el fin de evitar movimientos bruscos no deseados de las variables.

9.1.4. Sobre el control en tiempo real

Como segundo grupo fundamental de tareas de la operación de redes eléctricas se encuentran las relativas al tiempo real. Dejando a un lado las tareas consideradas reactivas (regulación de frecuencia y tensión, protecciones, etc) las tareas en tiempo real son, en la actualidad, el trabajo fundamental de los centros de control.

En nuestra aproximación al futuro, como se ha visto, se quiere descargar toda la responsabilidad en la programación de la red. Pero es evidente que sigue siendo necesario un control de lo que realmente ocurre. Se puede resumir este control en dos áreas:

- Comprobación del seguimiento y calidad de la programación
- Reacción a incidencias en la red

La comprobación del seguimiento y la calidad de la programación es una aportación del presente trabajo en esta área. La comprobación del seguimiento hace referencia a la capacidad de los actuadores para seguir las consignas del programa. Por ejemplo, si un grupo se programa para que produzca 10 MW durante un periodo determinado pero llegado el momento solo produce 8 MW, el sistema de control debe entender que hay un impedimento técnico por el cual el grupo no puede alcanzar la consigna. Por lo tanto, de forma autónoma debe entender que el límite de generación del grupo es 8 MW y regenerar la programación en base a esa limitación. Esto es extensible al resto de variables de control:

Tras los ensayos realizados, se verifica la importancia de la comprobación del seguimiento en tiempo real. Una desviación continuada de las consignas invalida totalmente la programación, llevando a la red en condiciones de trabajo que no satisfacen los requisitos. El método de adaptación implementado detecta y corrige las desviaciones de seguimiento adecuadamente.

Unido a lo anterior, y aunque no ha sido incluido en el alcance de este trabajo, como tarea paralela a la comprobación del seguimiento debe implementarse un estimador de estado en tiempo real y un comparador de eventos dinámicos off-line que permita una comprobación y actualización constante de los parámetros con los que se modela el comportamiento de la red para programarla.

La reacción ante incidencias en la red suele llevarse a cabo por operadores humanos pendientes de los datos reflejados en las pantallas del EMS. En este trabajo se pretende cambiar el concepto de la reacción ante incidencias a través de la re-programación rápida corregida. La decisión que se ha tomado ha sido implementar un agente de observación sobre la red que ante un incidente que modifique las restricciones de la misma (el disparo de una línea por ejemplo) tome la acción de iniciar la re-programación del escenario más próximo:

En lugar de tomar acciones rápidas para el corto plazo en el caso de incidencias en la red, el sistema propuesta re-programa todo el despacho en un horizonte temporal determinado, encontrando la solución más adecuada para todo el periodo, pudiendo prever así con más antelación la necesidad de arranque de nuevos grupos o la modificación de la topología de la red.

Por lo tanto, el control en tiempo real queda relegado (en cuanto a las tareas realizadas desde el centro de control) a un retroalimentador del módulo de programación de la red.

9.1.5. Sobre el entorno de experimentación

Para poder evaluar los agentes desarrollados para el control en tiempo real, fue necesario implementar un entorno de experimentación que permitiera simular un flujo de datos procedente de una red real. El principal objetivo de este entorno es poder simular las contingencias de la red que requieren una actuación por parte del bloque de programación y poder experimentar así esta parte de la solución.

Aunque el diseño del simulador es simple, ha permitido realizar con comodidad los experimentos requeridos desde un interfaz intuitivo. La interacción del simulador con el resto de la plataforma se realizaba siguiendo los mismos protocolos implementados para los agentes, por lo que su introducción no ha cambiado a los mismos, que no diferencian entre él y la red eléctrica real.

El problema del simulador es que no simula completamente el comportamiento de la red, simplemente aplica las programaciones tal cual las recibe, y en caso de que se quiera provocar una contingencia esta debe ser forzada manualmente. Es decir, no simula la capacidad de la red para aplicar las consignas ni la evolución real de las variables, simplemente aplica cambios en el programa para provocar la reacción de los agentes y comprobar su funcionamiento.

En resumen, se concluye que el entorno de experimentación ha cumplido sus objetivos aunque presenta una serie de limitaciones de menor importancia.

9.1.6. Sobre la estandarización de plataformas de control

En este trabajo, en lugar de intentar diseñar una solución concreta a un problema, se ha pretendido definir lo más ampliamente posible el problema para así poder obtener una solución general. Aunque diseñar implica la pérdida de generalidad, teniendo una definición estándar del problema se ha intentado obtener una solución modular igualmente amplia.

Como aportación de este trabajo se ha desarrollado una solución donde la interacción entre los diferentes tipos de agentes es independiente del número de tipos de agentes. Los agentes no necesitan conocer al resto de agentes ni sus roles para poder cooperar. Para ello se ha intentado estandarizar la solución según los siguientes criterios:

- Estructura de los agentes: La estructura final ha sido una generalización de las estructuras particulares. Con esta abstracción se ha generado una serie de utilidades en los agentes que permiten la inclusión de otros nuevos agentes con tareas adicionales con mínimo impacto en el diseño.
- Comunicaciones: Los agentes se comunican a través de llamadas al conjunto o pool de agentes, fijando una ontología en los mensajes intercambiados.

Esto permite que los nuevos agentes puedan ser totalmente ajenos a los ya existentes, solo necesitan conocer el lenguaje interno de la plataforma.

- Base de datos: Se ha estandarizado una base de datos estática para el modelado de la red y las correspondientes para el almacenamiento de las variables. El acceso a las mismas está generalizado en base a la semántica, de forma que conociendo la semántica se pueden añadir nuevos agentes aunque estos requieran de nuevas variables en la base de datos o de nuevos equipos en la base de modelo. Ello se debe a que la estructura genérica es modular, y por tanto es fácilmente ampliable sin afectar al resto de utilidades.

Añadiendo nuevos agentes en los que solo cambia el método de cálculo que llevan dentro pueden realizarse los siguientes cambios:

- Modificación de la orientación de programación: Gestión del lado de la demanda, vehículo eléctrico, generación distribuida, etc
- Eliminación o inclusión de restricciones: Limitación por potencia de cortocircuito, simulación de ajuste de protecciones, análisis probabilístico de incidencias, etc
- Actualización del módulo deliberativo: Modificación del método de toma de decisiones a otro más evolucionado.

Para soportar estos cambios sin modificar la solución de funcionamiento se ha realizado un análisis extenso de las tareas a modelar, con el fin de abstraer en lo posible el problema. Así mismo, el soporte sobre una ontología común permite que futuros desarrollos se apoyen sobre la misma semántica y plataforma facilitando la evolución de la solución.

La definición semántica del campo de estudio es una aportación destable. Existe una muy extensa gama de publicaciones sobre la operación de redes eléctricas donde las definiciones y las estructuras de conceptos no coinciden completamente. En este trabajo se pretende aportar una terminología y una estructura de conocimiento que sirva como referencia a futuros trabajos y que puede ser mejorada y ampliada. La estandarización de conceptos permite un mejor entendimiento, un mejor intercambio de información y por lo tanto un desarrollo en comunidad

más rápido. Y no basta solo con desarrollar un diccionario de conceptos, sino que se precise de una estructura semántica que los relacione, cohesione para generar una definición completa.

Como resultado de este trabajo se ha definido una estructura de código general y una estructura semántica que pueden aplicarse a otros casos y que son de fácil actualización e interpolación.

9.1.7. Sobre la implementación del la solución

Una vez estudiado el problema y planteada una solución hay que implementarla, llevarla a cabo con el fin de hacer experimentación y comprobar la teoría planteada. Para esta implementación es necesario un entorno de trabajo. Para ello se estudiaron las alternativas ya existentes y se eligió utilizar el entorno de programación JADE soportado en Java.

El objetivo del trabajo era implementar la plataforma multiagentes, no sus servicios inherentes. Jade proporciona las utilidades y servicios básicos de cualquier plataforma mas con una codificación adecuada al problema sin aportar limitaciones de relevancia.

Una vez completado el trabajo, se puede concluir que la elección de Jade como entorno de trabajo ha proporcionado unos resultados excelentes sin limitaciones destacables.

El área de Jade donde más se ha tenido que trabajar es la codificación de los mensajes. En la solución planteada se ha intentado generalizar el código de tal forma que pueda compactarse en forma de librería de java. El punto fundamental dentro de esta generalización son las estructuras de datos. Estas contienen los datos de modelado de la red necesarios para los cálculos del agente, y los valores de las variables de control y de estado para los diferentes puntos de análisis.

De esta forma se genera una solución más estandarizada y genérica. Por ejemplo, la clase principal de la plataforma es el agente (Figura 9.1). El agente es una estructura de código programada según el Capítulo 8 donde se definió una estructura general para todos los agentes a implementar. Posteriormente, cada tipo de agente hereda esa estructura con sus particularidades, básicamente en el método de cálculo. A la hora de ejecutar el código, de cada clase de agente se podrán

instanciar los agentes necesarios.

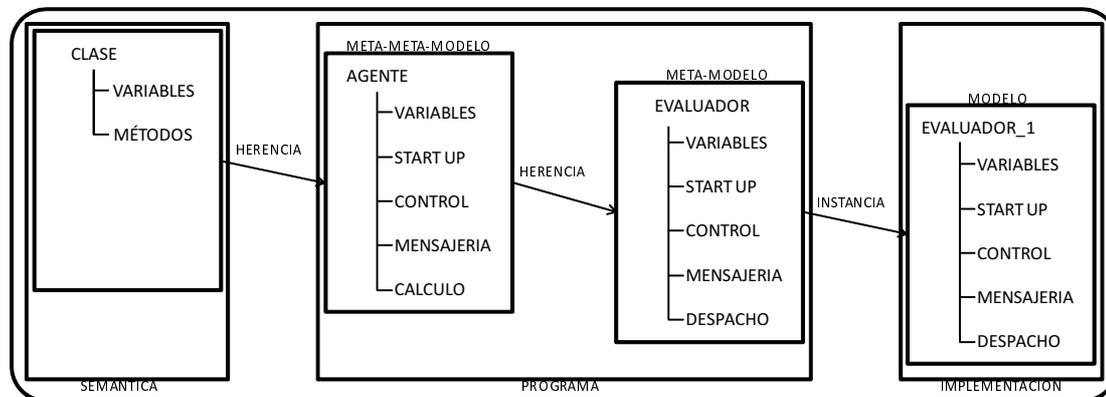


Figura 9.1: Generalización de la clase Agente

Lo mismo ocurre con la estructura de datos. Para generalizar el código, se generaliza la estructura de datos que los agentes utilizan, entendiendo la estructura que es común a todos, parámetros del modelo y variables de red. Esto se ha desarrollado siguiendo el mismo esquema de las bases de datos del capítulo 7.

El punto anterior da lugar al tercer aspecto en la generalización, los mensajes. La estructura y contenido de los mensajes es idéntica para todas las clases de agentes, con independencia de que usen o no todos los datos. De esta forma se garantiza el flujo de información estándar a través de la plataforma facilitando la introducción de nuevas clases de agentes.

Por lo tanto, si futuros desarrolladores desean introducir nuevas clases de agentes, solo deben preocuparse del cálculo que va a realizar el mismo, ya que el resto de utilidades va a ser heredada de la clase general de agente, incluyendo la estructura de mensajes y de datos.

Lo mismo ocurre con el modelo de la base de datos. La estructura genérica hace que sea posible la ampliación del catálogo de dispositivos, la ampliación o modificación de las propiedades de los dispositivos y lo más importante, del número de variables asociados a cada dispositivo.

Como se expone en el capítulo 7, cada tipo de dispositivo está definido por unos parámetros y unas variables. La relación entre estas y la forma en la que se genera la base de datos en tiempo real ha sido bien desarrollada en el capítulo 7. Lo que se estudia ahora son las modificaciones en la propia base de datos de

modelo.

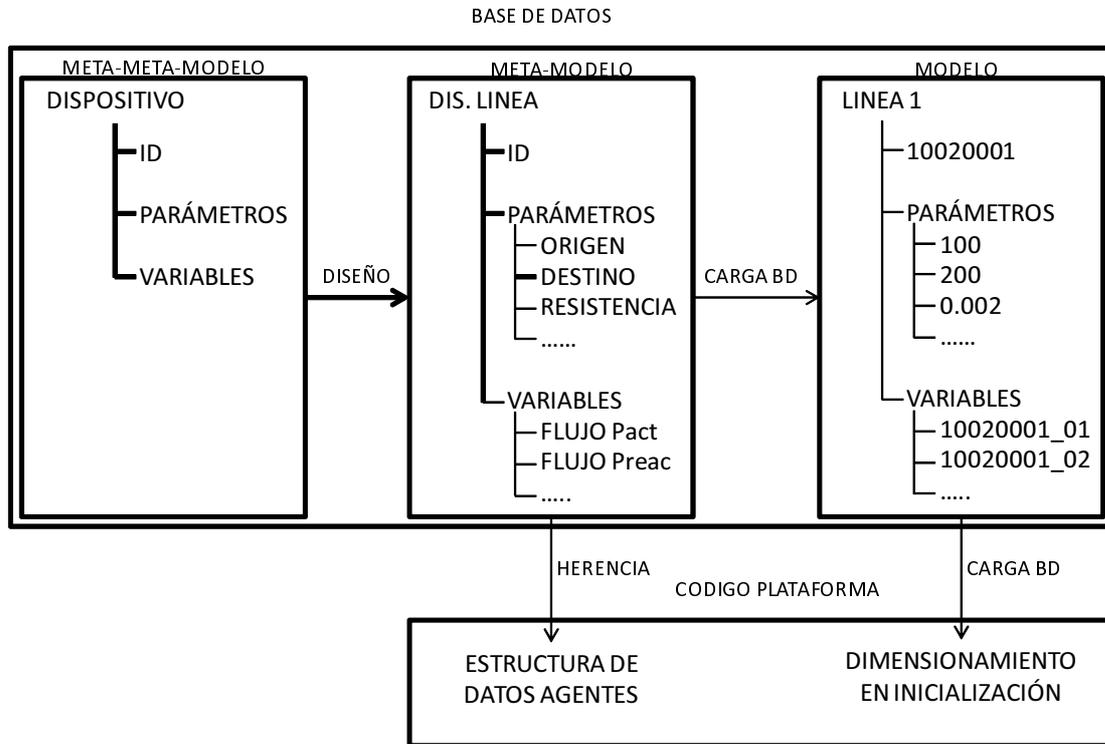


Figura 9.2: Generalización de la estructura de datos

Como se observa en la Figura 9.2 cuando se implementa un nuevo tipo de dispositivo, los parámetros y la lista de variables se hereda en el código de los agentes, que está desarrollado de forma genérica, permitiendo que grandes modificaciones en la base de datos de modelo supongan nulas modificaciones en el programa. Cuando se implementa una base de datos concreta, en la inicialización del agente se determina el número de dispositivos de cada tipo y se hace una carga de sus parámetros para que estén disponibles en el bloque de cálculo del agente.

Se ha observado que con la estructura establecida se puede modificar tanto la base de datos de modelo como el propio metamodelo (tipos de dispositivos) sin afcción a la solución propuesta.

9.1.8. Sobre la comparativa de la solución actual y la propuesta

Cuando se planteó el desarrollo de esta tesis, no se quería resolver un problema puntual sino contribuir a modificar el propio concepto de operación. Como se ha explicado a lo largo de este documento, la visión de futuro es centrar la operación en la programación, y orientar todo el centro de control a la misma. En la tabla 9.1 se resume la comparativa de las principales mejoras con respecto al sistema actual.

Tarea	Actual	Propuesta
Programación	Horaria generación	Cada segundo, todas las variables
Horizontes	semanal-diaria	Adaptativo años a minutos
Tiempo Real	Reactivo-Ajuste	Reactivo-Retroalimentación
Consignas	Seguimiento de límites	Seguimiento de programa
Gestión incidencias	Criterio Humano	Reprogramación automática
Factor Humano	Completo	Solo supervisión
Arquitectura	Centralizada	Distribuida
Restricciones en TR	N y N-1	todas las necesarias

Tabla 9.1: Principales mejoras introducidas respecto a la solución actual

La diferencia entre lo actual y lo propuesto es muy amplia. Supone pasar de programar poco más que la asignación de unidades a detallar el valor que debe tener en cada segundo todas y cada una de las variables del sistema. De realizar el resto de comprobaciones en estudios off-line en escenarios tipos a realizarlas sobre cada segundo de la programación. De controlar las variables en tiempo real para que se mantengan en unos márgenes a controlarlas para que sigan el programa establecido. De solucionar las deficiencias en el seguimiento por ajuste humano a un aprendizaje automático que adapte el programa al entorno.

Los ensayos realizados confirman que la solución planteada permiten aumentar el número de restricciones y objetivos del sistema, así como la escalabilidad, velocidad de toma de decisiones, robustez, tolerancia a fallos, precisión y ajuste a los límites.

9.1.9. Sobre el cumplimiento de los objetivos

El objetivo de este trabajo se definió en el capítulo primero de la siguiente forma:

Desarrollar un Sistema de Control de Redes Eléctricas Basado en Inteligencia Artificial, más concretamente basado en un Sistema MultiAgentes MAS que realice las tareas del Operador del Sistema hasta el nivel de Distribución e incluya también las vías de comunicación necesarias con las distintas subredes de distribución

El planteamiento encerrado en esta frase se ha cumplido completamente. El alcance del trabajo es el del TSO y el soporte de la solución es una plataforma multiagentes.

A parte de este objetivo principal, se definieron una serie de requisitos que la solución debía poseer:

- **Distribuida:** La solución propuesta debe ser intrínsecamente distribuible. Es decir, las distintas subpartes que la forman deben poder funcionar con independencia de las demás, siendo posible así, la distribución de estas subpartes en distintas unidades físicas.
- **Abierta:** La arquitectura de la solución debe ser abierta. La relación entre elementos debe ser lo suficientemente genérica de forma que cumpliendo a demás con la condición primera, las distintas partes puedan ejecutarse y operarse sin necesidad de tener un conocimiento global del todo.
- **Escalable:** Cumpliéndose los dos requisitos anteriores, la solución debe ser lo suficientemente generalizada para que permita adaptarse a distintos tamaños de redes.
- **Autónoma:** La solución final debe tener un alto grado de autonomía y capacidad de decisión para tomar las decisiones adecuadas según las circunstancias.
- **Robusta:** Debe ser capaz de cumplir el primer objetivo en cualquier circunstancia, garantizar el suministro eléctrico.
- **Precisa:** Las subpartes de proceso deben adaptar su precisión según las necesidades generales del entorno.

Sobre el cumplimiento de cada uno de estos objetivos se observan las siguientes conclusiones:

- **Distribuida:** Al ser todo el proceso paralelo y existir un pool de agentes de cada clase, el proceso puede desarrollarse entre diferentes máquinas interconectadas sin memoria compartida estando los agentes repartidos por los diferentes equipos, por lo que el requisito está cumplido.
- **Abierta:** Como ya se comentó en este capítulo, todo diseño conlleva una pérdida de generalidad, pero en este trabajo se ha procurado generalizar y estandarizar todos los aspectos de la arquitectura de forma que se pueden introducir nuevos componentes con facilidad debido a la generalidad de las comunicaciones en la plataforma y en la arquitectura de agentes confirmando el cumplimiento del objetivo.
- **Escalable:** Al ser la plataforma modular, se pueden conectar los agentes necesarios para que gestionen las restricciones requeridas, permitiendo adaptarse a las diferentes particularidades de cada caso. Así mismo, no existe ninguna limitación en cuanto al número de equipos conectados a la red por lo que el objetivo se considera cumplido.
- **Robusta:** El diseño del SBR hace que cuando en un caso determinado la propuesta no puede cumplir de ninguna forma alguno de los objetivos, se empiezan a rebajar expectativas. Incluso si no fuera capaz de abastecer toda la carga, deslastraría lo mínimo imprescindible para mantener parte del sistema en servicio cumpliéndose así el objetivo. Es decir, el MAS no fracasa dramáticamente ante fallos sino que reduce sus expectativas en función de los incumplimientos, manteniendo el servicio con la mínima degradación necesaria.
- **Precisa:** La precisión en este caso expresa los puntos de cálculo en un periodo de tiempo. Tradicionalmente se calculan 24 puntos en un periodo de 24 horas, en la solución propuesta los intervalos adaptables permiten llegar al nivel de precisión equivalente al límite de sensibilidad de la red eléctrica cumpliendo así el objetivo.

Con la revisión anterior podemos afirmar que se alcanzan los objetivos planteados al inicio del desarrollo de este trabajo.

9.1.10. Difusión y Publicación

Como resultado de los primeros desarrollos de este trabajo, en concreto los sub-módulos de evaluación-corrección, se ha publicado un paper en una revista de alto impacto:

Título: Reducing Under-Frequency Load Shedding in Isolated Power Systems using Neural Networks. Gran Canaria: A Case Study.

Autores: S. Padrón, M. Hernández, and A. Falcón

Revista: IEEE Transactions on Power Systems

Año de publicación: 2015

Índice de impacto JCR: 3.53 (2013)

Quartil: 1º Engineering Electrical and Electronic

DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2395142

9.2. Líneas futuras

Durante el desarrollo de este trabajo han surgido dudas, planteamientos alternativos, problemas no incluidos en los objetivos de este trabajo y en definitiva, una lista de ideas interesantes que pueden ser objetos de grandes trabajos de investigación. A continuación se resumen las más destacadas.

9.2.1. Integración de interconexiones

Cuando la escala del sistema se aumenta y se entra en la operación de grandes sistemas interconectados, se manejan también criterios relativos a las variables de la interconexión. Entre estas, como variables de estado se añaden los flujos de potencia activa y reactiva a través de las interconexiones, las diferencias de frecuencia y tensión en los nudos frontera.

La magnitud de las potencias que se deben intercambiar en cada momento serán determinadas en el despacho de cargas. El objetivo de los agentes implicados será mantener los niveles de flujo determinados en despacho. Como estos flujo son

consecuencia de otras variables de control del sistema los agentes evaluadores-correctores deberán intervenir para marcar las consignas requeridas.

El diseño de la plataforma permite añadir este criterio como otra restricción más en el bloque de programación asignando las desviaciones no programadas como violaciones de segunda categoría forzando al deliberativo a buscar soluciones más adecuadas.

9.2.2. Ensayos operando en paralelo sistemas reales

Los ensayos realizados en este trabajo incluían pruebas de todo tipo sobre un modelo y un simulador. Sería enriquecedor poder probar el sistema en tiempo real operando en una red real, aunque las consignas no sean finalmente emitidas, lo que permitiría comparar las consignas generadas por la solución y las consignas generadas por el despacho clásico.

Así mismo, se podría observar la reactividad de la plataforma ante incidentes reales así como la velocidad y el acierto en la generación de las consignas de corrección necesarias, ayudando así a ensayar el bloque de control en tiempo real.

En definitiva, sería de gran valor añadido y una gran fuente de información para mejoras futuras, tener la oportunidad de ejecutar el sistema sobre una red real. Debido a la dificultad de la integración de la solución en un entorno real y al número de ensayos que se deberían llevar a cabo, un trabajo de investigación dedicado solo a experimentación podría llegar a tener peso suficiente.

9.2.3. Integración de la gestión de la demanda

En las líneas de desarrollo futuro proveniente del ámbito de los smartgrids se encuentran dos aspectos de gran importancia: la gestión de la demanda y la gestión de vehículos eléctricos, asuntos intrínsecamente ligados. Una mejora que se debería realizar en la solución planteada será la inclusión de ambos asuntos en el operador del sistema.

Para ello el problema se debe abstraer adaptándolo al punto de vista del operador. Una opción podría ser la gestión de la demanda como valores agregado en los nudos de la red. Estos valores agregados representarían los niveles de flexibilidad de la demanda para instante de tiempo. De esta forma, son fácilmente incluidos como

variables en el despacho de cargas. Finalmente, las consignas serán transmitidas aguas abajo para ser ejecutadas por los agentes del lado de la demanda.

La inclusión de este asunto en la solución planteada resulta, a priori, sencilla ya que bastaría con ampliar las bases de datos para integrar las nuevas variables y modificar el procedimiento de despacho de cargas para integrar las nuevas variables y restricciones.

9.2.4. Predicción de renovables

Aunque no tiene mucha influencia en el funcionamiento global de la plataforma, es un apartado que sería interesante tener en cuenta.

El interés no reside tanto en la implementación del agente predictor como en la reacción de los agentes de tiempo real ante los errores de la predicción. El gran problema de la energía no gestionable es asumir sus desviaciones por parte del resto de la red.

Observar, estudiar y calibrar el control en tiempo real de estas fluctuaciones y desviaciones respecto a lo programado, o más concretamente lo previsto, sería un gran aporte y una gran mejora de la solución planteada, de cara a los retos de integración de renovables que se esperan en un futuro próximo.

9.2.5. Ampliación de restricciones

Como ya se ha comentado, el número y el tipo de restricciones es algo flexible y dependerá de las peculiaridades de la red en la que se integre. Por lo tanto, un trabajo de gran interés sería, utilizando la misma solución, diseñar e implementar nuevos agentes evaluadores-correctores con nuevas restricciones.

Las restricciones utilizadas en este trabajo se habían orientado al sistema de estudio. Sería de gran utilidad exportar la solución a sistemas con problemáticas diferentes que requieran restricciones diferentes o adicionales y comparar los resultados obtenidos.

9.2.6. Mejora de la toma de decisiones

El agente deliberativo es el corazón del bloque de programación. Tal y como se ha planteado en este trabajo, resulta sencillo abstraer la solución del sistema experto y el paquete de reglas correspondientes. Los ensayos demuestran que la solución propuesta se adapta adecuadamente a los requerimientos planteados.

Aun así, cualquier mínima mejora en la parte de toma de decisiones tendrá un impacto importante en el comportamiento de la plataforma. Por ello tendrá un gran valor añadido la exploración y ensayo de diferentes alternativas con el fin de encontrar nuevas mejoras.

9.2.7. Estimador de estado y comparador dinámico off-line

En la solución propuesta se ha incluido, aunque no implementado al no ser objeto de este trabajo, la figura del estimador de estado con el fin de corregir las medidas provenientes del tiempo real. Estudiar el estado del arte de estimadores de estado e implementarlo es una mejora muy interesante. Pero el avance reside en incluir en el estimador de estado no solo una corrección de las variables sino una corrección de los parámetros de red. De esta forma se tendría otra retroalimentación en tiempo real que permita mejorar la precisión de las predicción.

Como concepto similar al anterior está la actualización de parámetros dinámicos de forma automática. La idea es; primero detectar un transitorio, registrarlo y tener la oscilografía disponible, segundo simular el transitorio en las mismas condiciones que el incidente real, tercero implementar un método que modifique los parámetros del modelo para obtener una simulación más exacta. El concepto es que todo esto suceda de forma automática y los resultados sean actualizados automáticamente en la base de datos. Sin embargo, cada incidente no debe servir individualmente para una actualización de parámetros, sino que se debe hacer con el conjunto de todos los registros existentes que estará en crecimiento constante.

Al basar la operación de la red en la programación, y la programación en la simulación sobre modelos, la precisión de la parametrización de estos es fundamental, por lo que herramientas que ayuden a mejorarlos basadas en medidas reales será una mejora de gran valor.

9.2.8. División y reagrupación

El sistema de control propuesto se pretende que sea soportado por máquinas distribuidas a lo largo de la red de transporte, que estén ubicadas físicamente en las subestaciones o en otras instalaciones con el fin de aumentar la fiabilidad del sistema. Este concepto de distribución se basará en una potente y robusta red de comunicaciones. En el caso de que incidentes graves en la red la dejen dividida en segmentos incomunicados pero operables individualmente, la plataforma de control debe igualmente dividirse y operar los diferentes sistemas aislados de forma incomunicada. Una vez reestablecida la comunicación la plataforma debe ser capaz de unificar su actividad automáticamente.

La idea es mejorar las capacidades de la plataforma para operar de forma distribuida. El caso improbable pero posible de la generación de subsistemas incomunicados es una particularidad que debe ser implementada en la solución para mejorar su funcionalidad.

9.2.9. Incluir Sincrofasores (PMU)

En el futuro del equipamiento de subestaciones se incluye la mejora de los sistemas de medida. Actualmente los equipos de medida transmiten las variables analógicas medidas en la red a través de diferentes tecnologías. Esta diversificación y los retardos en la transmisión provocan que el conjunto de valores que finalmente llegan al centro de control como simultáneos en la red realmente no lo sean y estén desfasados provocando una mala interpretación de los resultados.

El futuro de la medición de variables parece estar en la tecnología de Sincrofasores, que son una medida sincronizada a través de marcas de tiempo de GPS (Sincro) de las variables complejas de tensión y corriente (fasores). Con estas variables complejas correctamente sincronizadas y precisas es fácil calcular potencias, flujos y demás variables, así como operar más adecuadamente herramientas como el estimador de estado.

Por lo tanto, modificar la estructura de la gestión de datos para implementar la tecnología de sincrofasores puede suponer una mejora de peso en la solución planteada.

Bibliografía

- [1] M.I. Abouheaf, S. Haesaert, Wei-Jen Lee, and F.L. Lewis. Approximate and reinforcement learning techniques to solve non-convex economic dispatch problems. In *Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD), 2014 11th International*, pages 1–8, Feb 2014.
- [2] M. Adibi and L. Fink. Power system restoration planning. *Transactions on Power Systems, IEEE*, 9:22–28, 1994.
- [3] M.M. Adibi, editor. *Power System Restoration: Methodologies and Implementation Strategies*. Wiley-IEEE Press, 2000.
- [4] A. Ahmadi-Khatir, A. Motamedi, N. Sadati, K. Fallahi, and B. Fathi. Fuzzy economic dispatch and spinning reserve allocation using evolutionary programming. In *North American Power Symposium, NAPS*, 2008.
- [5] T. Al-Saba and I. El-Amin. Artificial neural networks as applied to long-term demand forecasting. *Artificial Intelligence in Engineering*, 13:189, 197, 1999.
- [6] N. Alguacil and A. Conejo. Multiperiod optimal power flow using benders decomposition. *IEEE Trans. Power Syst*, 15:196, 201, 2000.
- [7] O. Alsac and B. Stott. Optimal load flow with steady state security. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 93:745–751, 1974.
- [8] A. Alsayegh. Short-term load forecasting using seasonal artificial neural networks. *International Journal of Power and Energy Systems*, 23:137–142, 2003.

-
- [9] G. Azevedo and A. Oliveira Filho. Control centers with open architectures. *IEEE Comput. App. Power*, 14:27–32, 2001.
- [10] A.G. Bakirtzis, V. Petridis, S.J. Kiartzis, and M.C. Alexiadis. A neural network short term load forecasting model for the greek power system. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 11(2):858–863, May 1996.
- [11] T.S. Basso and R.D. DeBlasio. Ieee p1547-series of standards for interconnection. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES*, volume 2, pages 556–561 vol.2, Sept 2003.
- [12] I.S. Baxevasos and D.P. Labridis. Implementing multiagent systems technology for power distribution network control and protection management. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 22(1):433–443, Jan 2007.
- [13] M. Beenstock, E. Goldin, and D. Nábót. The demand for electricity in Israel. *Energy Economic*, 21:168–183, 1999.
- [14] F. Bellifemine, G. Caire, and D. Greenwood. *Developing Multi-Agent Systems with JADE*. John Wiley & Sons, 2007.
- [15] F. Bellifemine, G. Caire, T. Trucco, and G. Rimassa. *Jade Programmer's Guide*. Telecom Italia S.p.A, 2010.
- [16] R. Billinton and E. Khan. A security based approach to composite power system evaluation. *IEEE Trans. Power Systems*, 7:65–72, 2002.
- [17] BOE. Orden itc/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Boletín Oficial del Estado, 31 de marzo de 2006, núm. 77, pp. 12484-12556.
- [18] G. Booch, J. Rumbaugh, and I. Jacobson. *El Lenguaje Unificado de Modelado*. Addison Wesley, 1999.
- [19] J. Botti and V. Julian. *Agentes inteligentes: el siguiente paso en la inteligencia artificial*. Novatica, 2000.

-
- [20] R.W. Brennan. Toward real-time distributed intelligent control: A survey of research themes and applications. *Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews, IEEE Transactions on*, 37(5):744–765, Sept 2007.
- [21] W. Brenner, R. Zarnekow, and H. Witting. *Intelligent Software Agents*. Springer-Verlag, 1998.
- [22] F. Capitanescu and T. Cutsem. Preventive control of voltage security margins: A multicontingency sensitivity-based approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17:358–364, 2002.
- [23] P. Centeno, F. Fernández, L. Rouco, M. González, and J. Rojo. Estabilidad de los sistemas eléctricos insulares. *Anales de mecánica y electricidad*, 81:33–40, 2004.
- [24] M. Chamba and O. Ano. Economic dispatch of energy and reserve in competitive markets using meta-heuristic algorithms. *IEEE Latin America Transactions*, 11:473–478, 2013.
- [25] K. Cheung, X. Wang, B.C. Chiu, Y. Xiao, and R. Rios-Zalapa. Generation dispatch in a smart grid environment. In *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010*, pages 1–6, Jan 2010.
- [26] R. Chhetri, B. Venkatesh, and Eugene F. Hill. Security constraints unit commitment for a multi-regional electricity market. In *Power Engineering, 2006 Large Engineering Systems Conference on*, pages 47–52, July 2006.
- [27] B.H. Chowdhury and S. Rahman. A review of recent advances in economic dispatch. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 5(4):1248–1259, Nov 1990.
- [28] A.I. Cohen and M. Yoshimura. A branch-and-bound algorithm for unit commitment. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-102(2):444–451, Feb 1983.
- [29] Hui Cui, Zhi Chen, Jing yang Zhou, Yi Pan, Qiang Ding, Wei gang Li, Xiao lei Li, and Dan Xu. The design and implementation about short-time

- generation scheduling system on the basis of security and economic dispatch. In *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*, pages 1–8, Oct 2010.
- [30] S. Cvijic and Jinjun Xiong. Security constrained unit commitment and economic dispatch through benders decomposition: A comparative study. In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pages 1–8, July 2011.
- [31] H. Dalianis and F. Persson. Reuse of an ontology in an electrical distribution network domain. Technical Report SS-97-06., AAAI, 1997.
- [32] D. Dasgupta and D.R. McGregor. Short term unit-commitment using genetic algorithms. In *Tools with Artificial Intelligence, 1993. TAI '93. Proceedings., Fifth International Conference on*, pages 240–247, Nov 1993.
- [33] E.M. Davidson, M.J. Dolan, G.W. Ault, and S.D.J. McArthur. AuRA-NMS: An autonomous regional active network management system for EDF energy and SP energy networks. In *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, pages 1–6, July 2010.
- [34] E.M. Davidson, S.D.J. McArthur, M.J. Dolan, and James R McDonald. Exploiting intelligent systems techniques within an autonomous regional active network management system. In *Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pages 1–8, July 2009.
- [35] Red Eléctrica de España. Criterios generales de protección del sistema eléctrico peninsular español. <http://www.ree.es/es/publicaciones>. 2006.
- [36] Red Eléctrica de España. Procedimientos de operación de los sistemas eléctricos peninsulares e insulares. <http://www.ree.es/es/publicaciones>. 2006.
- [37] Red Eléctrica de España. Sistema de información del operador del sistema. <http://www.esios.ree.es/web-publica/>. Último acceso: 30-03-2015.

-
- [38] E. Delarue, D. Cattrysse, and W. D'haeseleer. Enhanced priority list unit commitment method for large scale systems with focus on low residual demand – TME working paper – energy and environment. Technical Report WP EN2012-09, KULeuven Energy Institute – TME Branch, 2012.
- [39] Y. Demazeau and J. Muller. *Decentralized AI 2*. Elsevier North Holland, 1991.
- [40] A.L. Dimeas and N.D. Hatziargyriou. Operation of a multiagent system for microgrid control. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(3):1447–1455, Aug 2005.
- [41] A.L. Dimeas and N.D. Hatziargyriou. Agent based control of virtual power plants. In *Intelligent Systems Applications to Power Systems, 2007. ISAP 2007. International Conference on*, pages 1–6, Nov 2007.
- [42] A. Diu and L. Wehenkel. EXaMINE-experimentation of a monitoring and control system for managing vulnerabilities of the european infrastructure for electrical power exchange. In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, volume 3, pages 1410–1415 vol.3, July 2002.
- [43] H.W. Dommel and W.F. Tinney. Optimal power flow solutions. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-87(10):1866–1876, Oct 1968.
- [44] V. Ediger and H. Tatlidil. Forecasting the primary energy demand in turkey and analysis of cyclic patterns. *Energy Conversion and Management*, 43:473–487, 2002.
- [45] M. Ernst, M. Glavic, and L. Wehenkel. Power systems stability control : Reinforcement learning framework. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19:427–435, 2004.
- [46] J.Q. Feng, J.S. Smith, Q.H. Wu, and J. Fitch. Condition assessment of power system apparatuses using ontology systems. In *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES*, pages 1–6, 2005.

-
- [47] J. Ferber. *Multi-Agent Systems. An Introduction to Distributed Artificial Intelligence*. Addison-Wesley, 1999.
- [48] FIPA Foundation for Intelligent Physical Agents. Agent communication language specifications. <http://www.fipa.org/repository/aclspecs.html>. Último acceso: 30-03-2015.
- [49] FIPA Foundation for Intelligent Physical Agents. Fipa agent management specification. <http://www.fipa.org/specs/fipa00023/>. Último acceso: 30-03-2015.
- [50] FIPA Foundation for Intelligent Physical Agents. Fipa agent message transport service specification. <http://www.fipa.org/specs/fipa00067/>. Último acceso: 30-03-2015.
- [51] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li. Security-constrained unit commitment with ac constraints. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 20:1538–1550, 2005.
- [52] S.B. Ganes. *Multiagent Autonomous Energy Management*. PhD thesis, Lane Department of Computer Science and Electrical Engineering Morgantown, 2005.
- [53] Secretaría general de energía. Subdirección general de planificación energética. Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011. Marzo de 2006.
- [54] A. Geoffrion. Generalized benders decomposition. *J. Optim. Theory Appl*, 10:237–261, 1972.
- [55] M. Gorbics and M. Green. A real time multi-server multi-client coherent database for a new high voltage system. In *Nuclear Science Symposium and Medical Imaging Conference, 1994 IEEE Conference Record*, volume 2, pages 560–563 vol.2, Oct 1994.
- [56] J. Grainger and W. Stevenson. *Power System Analysis*. McGraw-Hill,, 1994.

- [57] N. Griffeth. *The negotiation agents approach to run-time feature interaction resolution*. IOS Press, Feature Interactions in Telecommunications Systems, 1994.
- [58] S. Grijalva. Research needs in multi dimensional, multi-scale modeling and algorithms for next generation electricity grids. In *DOI Conference on computing challenges for the next-generation power grid, Ithaca, NY*, pages 560–563 vol.2, 2011.
- [59] J.D. Guy. Security constrained unit commitment. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-90(3):1385–1390, May 1971.
- [60] U. Habiba and S. Asghar. A survey on multi-criteria decision making approaches. In *IEEE International Conference on Emerging Technologies*, 2009.
- [61] H. Harsan, N. Hadjsaid, and P. Pruvot. Cyclic security analysis for security constrained optimal power flow. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 12(2):948–953, May 1997.
- [62] K. Hasan, B. Ramsay, S. Ranade, and C.S. Ozveren. An object-oriented expert system for power system alarm processing and fault identification. In *IEEE Electrotechnical Conference*, 1994.
- [63] D. Hazarikaa and A. Sinhab. Power system restoration: planning and simulation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 25:209–218, 2003.
- [64] W. Hobbs, G. Hermon, S. Warner, and G. Sheblé. An enhanced dynamic programming approach for unit commitment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 3:1201–1205, 1988.
- [65] N. Jennings and M. Wooldridge. *Agent Technology: Foundations, Applications, and Markets*. Springer-Verlag, 1998.
- [66] Li Jingxia and Zhong Yun. Design and implementation of the object-oriented EMS real-time database. In *Electricity Distribution (CICED), 2010 China International Conference on*, pages 1–4, Sept 2010.

- [67] A.M.A.A. Joned, I. Musirin, and T.K.A. Rahman. Solving dynamic economic dispatch using evolutionary programming. In *Power and Energy Conference, 2006. PECon '06. IEEE International*, pages 144–149, Nov 2006.
- [68] H.K. Kargar, R. Aghmasheh, A. Safari, and G.R.Z. Govar. Multi-agent-based particle swarm optimization approach for PSS designing in multi-machine power systems. In *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International*, pages 73–78, Dec 2008.
- [69] M. Khosrow and R. Kumar. Smart grid a reliability perspective. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 1:57 – 64, 2010.
- [70] P. Kundur. *Power system stability and control*. McGraw Hill, 1994.
- [71] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Cañizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal. Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions. *Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems*, 19:1387–1401, 2004.
- [72] W. Kwok, W. Xing, C. But-Chung, X. Ying, and R. Rios-Zalapa. Generation dispatch in a smart grid environment. In *AREVA, IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference*, 2010.
- [73] E. Kyriakides, J.W. Stahlhut, and G.T. Heydt. A next generation alarm processing algorithm incorporating recommendations and decisions on wide area control. In *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pages 1–5, June 2007.
- [74] Shih-Yih Lai and R. Baldick. Unit commitment with ramp multipliers. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 14(1):58–64, Feb 1999.
- [75] C.H. Larisson. *Determinación de acciones correctivas para sistemas de potencia en emergencia utilizando inteligencia artificial*. PhD thesis, Instituto de Energía Eléctrica, Argentina, 2010.

- [76] D. Layden and B. Jayasurya. Integrating security constraints in optimal power flow studies. In *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, pages 125–129, June 2004.
- [77] F. Lee. Short-term unit commitment - a new method. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 3:421–428, 1988.
- [78] F. Lee. The application of commitment utilization factor (CUF) to thermal unit commitment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 6:691–698, 1991.
- [79] F. Lee and Q. Feng. Multi-area unit commitment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 7:591–599, 1992.
- [80] Hyung Do Lee, Sung Soo Moon, Suk Jung Yong, and Hee Yong Youn. Reducing response time with dynamic load balancing and agent pool in multi-agent system. In *Computational Science and Engineering (CSE), 2011 IEEE 14th International Conference on*, pages 503–510, Aug 2011.
- [81] H. Li, G.W. Rosenwald, J. Jung, and Chen-Ching Liu. Strategic power infrastructure defense. *Proceedings of the IEEE*, 93(5):918–933, May 2005.
- [82] Yuan Li and J.D. McCalley. A general benders decomposition structure for power system decision problems. In *Electro/Information Technology, 2008. EIT 2008. IEEE International Conference on*, pages 72–77, May 2008.
- [83] J. Licheng, R. Kumar, and N. Elia. Model predictive control-based real-time power system protection schemes. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 25:988–998, 2010.
- [84] Jiaomin Liu, Yi Sun, and Haibo Li. The research of real-time database technique used in power system dispatcher training simulator. In *Innovative Computing Information and Control, 2008. ICICIC '08. 3rd International Conference on*, pages 9–9, June 2008.
- [85] K. Liu, S. Subbarayan, R. Shoults, M. Manry, C. Kwan, L. Lewis, and J. Nacario. Comparison of very short term load forecasting techniques. *power systems, IEEE Transactions on*, 11(2):877–882, 1996.

-
- [86] P. Lowery. Generating unit commitment by dynamic programming. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, 5:422–426, 1996.
- [87] Khosrow M. and Ranjit K. Una visión de red eléctrica autocorrectora. *Revista ABB*, 4:21–25, 2006.
- [88] C. Macal and M. North. Tutorial on agent-based modelling and simulation. *Journal of Simulation*, 4:151–162, 2010.
- [89] F. Maghsoodlou, R. Masiello, and T. Ray. Energy management systems. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2:49–57, 2004.
- [90] D. Marihart. Communications technology guidelines for EMS SCADA systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 16:181–188, 2001.
- [91] I. Marija and W. Felix. Research an applications on real-time control of power grids: Past successes and future opportunities. In *Bulk Power System Dynamics and Control, Cortina d’Ampezzo, Italy*, 2004.
- [92] C. Martínez, H. Huang, and R. Guttromson. Archiving and management of power systems data for real-time performance monitoring platform. Technical Report PNNL-15036, Consortium of Electric Reliability Technology Solutions, 2005.
- [93] S. McArthur, E. Davidson, V. Catterson, A. Dimeas, N. Hatziargyriou, and T. Sarosh. Multi-agent organizations for real-time operations. *Proceedings of the IEEE*, 80:765 – 778, 1992.
- [94] S.D.J. McArthur, E.M. Davidson, V.M. Catterson, A.L. Dimeas, N.D. Hatziargyriou, F. Ponci, and T. Funabashi. Multi agent systems for power engineering applications - part I: Concepts, approaches, and technical challenges. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22:1743–1752, 2007.
- [95] S.D.J. McArthur, E.M. Davidson, V.M. Catterson, A.L. Dimeas, N.D. Hatziargyriou, F. Ponci, and T. Funabashi. Multi-agent systems for power engineering applications - part II: Technologies, standards, and tools for building multi-agent systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22:1753–1759, 2007.

-
- [96] S.D.J McArthur, E.M Davidson, J.A Hossack, and J.R McDonald. Automating power system fault diagnosis through multi-agent system technology. In *Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2004*, Jan 2004.
- [97] B. Meliopoulos and S. Fardanesh. Power system state estimation: Modeling error effects and impact on system operation. *IEEE Transactions Power App. Syst*, 11:939–946, 1996.
- [98] A. Merlin and P. Sandrin. A new method for unit commitment at electricity de france. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, 5:1218–1225, 1993.
- [99] Ding Ming, Xie Tian, and Wang Lei. Research of real-time database system for microgrid. In *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2010 2nd IEEE International Symposium on*, pages 708–712, June 2010.
- [100] M. Moghavvemi and M. Faruque. Power system security and voltage collapse: a line outage based indicator for prediction. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 21:455–461, 1999.
- [101] I.S. Moghram and S. Rahman. Analysis and evaluation of five short-term load forecasting techniques. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 4(4):1484–1491, Nov 1989.
- [102] S. Mokhtari, J. Singh, and B. Wollenberg. A unit commitment expert system. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 3:272–277, 1988.
- [103] K. Moslehi, A.B.R. Kumar, D. Shurtleff, M. Laufenberg, A. Bose, and P. Hirsch. Framework for a self-healing power grid. In *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, June 2005.
- [104] T.Ñagata and H. Sasaki. A multi-agent approach to power system restoration. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 17(2):457–462, May 2002.
- [105] J.Ñasser, S. Louis, D. Ewart, and L. Fink. Understanding automatic generation control. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 7:1106 –1122, 1992.

- [106] M. North, V. Conzelmann, C. Koritarov, and P. Macal. E-laboratories: agent based modelling of electricity markets. In *American Power Conference, Chicago*, 2002.
- [107] N. Noy and D. McGuinness. Ontology development 101: A guide to creating your first ontology. Technical Report KSL-01-05 / SMI-2001-0880, Stanford Knowledge Systems Laboratory and Stanford Medical Informatics, 2001.
- [108] D. Obioma and A. Izuchukwu. Comparative analysis of techniques for economic dispatch of generated power with modified lambda-iteration method. In *IEEE International Conference on Emerging & Sustainable Technologies for Power & ICT in a Developing Society*, 2013.
- [109] Advisory Council of the European Technology Platform (ETP) for Europe's Electricity Networks of the Future. Strategic deployment document for europe electricity networks of the future. http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRIL2010.pdf.
- [110] Oracle. Mysql 5.0 reference manual. <http://dev.mysql.com/doc/refman/5.0/en/>.
- [111] Z. Ouyang and S. Shahidehpour. A hybrid artificial neural-dynamic programming approach to unit commitment. *Power Systems, IEEE Transactions*, 7:236–242, 1992.
- [112] S. Padrón. Estudio del impacto en el sistema eléctrico de la implantación de una central hidroeléctrica de bombeo en la isla de gran canaria. Master's thesis, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, University of Las Palmas de Gran Canaria, 2010.
- [113] S. Padrón. Estudio sobre la gestión inteligente de la generación en sistemas electricos de potencia aislados para minimizar los deslastres por subfrecuencia. Master's thesis, University Institute SIANI, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, 2011.

- [114] P. Pai and W. Hong. Forecasting regional electricity load based on recurrent support vector machines with genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, 74:417–425, 2005.
- [115] R. Palma Behnke. *Los Sistemas Eléctricos De Potencia*. Pearson, Prentice Hall, 2008.
- [116] S. Panta and S. Premrudeepreechacharn. Economic dispatch for power generation using artificial neural network icpe-07 conference in daegu, korea. In *Power Electronics, 2007. ICPE '07. 7th International Conference on*, pages 558–562, Oct 2007.
- [117] H. Pinto, F. Magnago, S. Brignone, O. Alsac, and B. Stott. Security constrained unit commitment: Network modeling and solution issues. In *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, pages 1759–1766, Oct 2006.
- [118] M. Pipattanasomporn, H. Feroze, and S. Rahman. Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation. In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, pages 1–8, March 2009.
- [119] R. Podmore and M. Robinson. The role of simulators for smart grid development. *Smart grid, IEEE transactions on*, 1:150–158, 2010.
- [120] Y. Pradeep, K. Shrikrishna, and R. Joshi. High level event ontology for multiarea power system. *Smart grid, IEEE transactions on*, 3:193–202, 2012.
- [121] Ma Qian, Guo Jinzhi, and Yang Yihan. An ontology for power system operation analysis. In *Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004. (DRPT 2004). Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on*, volume 2, pages 597–601 Vol.2, April 2004.
- [122] S. Rahimi, T. Níknam, and F. Fallahi. A new approach based on benders decomposition for unit commitment. *World Applied Science Journal*, 6:1665–1672, 2009.

- [123] S.J. Ranade, M. Uraguchi, and P. Tan. An expert system prototype for secure operation guidelines for electric power system line-overloads. In *Proceedings of the 5th IEEE International Symposium on Intelligent Control*, pages 1127–1132 vol.2, Sep 1990.
- [124] A. Rao and M. Georgeff. BDI agents: From theory to practice. In *Proceedings of the First International Conference on Multiagent Systems (ICMAS-95)*, 1995.
- [125] C. Rehtanz. *Autonomous Systems and Intelligent Agents in Power System Control and Operation*. Springer, 2003.
- [126] J. Rong-Mow and C.Ñanming. Application of the fast newton-raphson economic dispatch and reactive power/voltage dispatch by sensitivity factors to optimal power flow. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 10:293–301, 1995.
- [127] D. Ruiz-Vega, M. Glavic, and D. Ernst. Transient stability emergency control combining open-loop closed-loop techniques. In *Proceedings of IEEE PES 2003 Summer Meeting, Toronto, Canada, 2002*.
- [128] S. Russell and P.Ñorvig. *Inteligencia Artificial. Un enfoque moderno*. Prentice-Hall, 1996.
- [129] I. Saboya. Análisis de planes de deslastre de cargas en sistemas eléctricos aislados. Master’s thesis, ICAI - Universidad Pontificia Comillas, 2010.
- [130] T. Sakaguchi and K. Matsumoto. Development of a knowledge based system for power system restoration. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, 102:320–329, 1983.
- [131] A. Saleem and M. Lind. Requirement analysis for autonomous systems and intelligent agents in future danish electric power systems. *International Journal of Engineering, Science and Technology*, 2:60–68, 2010.
- [132] A. Saleem, M. Lind, and S. Singh. Modeling control situations in power system operations. In *International Conference on Autonomous and Intelligent Systems, AIS, Povia de Varzim, Portugal, 2010*.

-
- [133] P. Samadi, H. Mohsenian-Rad, R. Schober, and V.W.S. Wong. Advanced demand side management for the future smart grid using mechanism design. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 3:1170–1189, 2012.
- [134] H. Sasaki, N. Yorino, and R. Yokoyama. An expert system for power system security control. In *IEEE Power Industry Computer Application Conference*, 1989.
- [135] T. Senjyu, H. Takara, K. Uezato, and T. Funabashi. One-hour-ahead load forecasting using neural network. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 17:113 – 118, 2002.
- [136] S. Sivasubramani and Swarup K. Multiagent based particle swarm optimization approach to economic dispatch with security constraints. In *Third International Conference on Power Systems, Kharagpur, INDIA*, 2009.
- [137] H. Steinherz, C. Pedreira, and R. Souza. Neural networks for short-term load forecasting: A review and evaluation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 16:44–55, 2001.
- [138] K.K. Swarnkar, S. Wadhwani, and A.K. Wadhwani. Optimal power flow of large distribution system solution for combined economic emission dispatch problem using particle swarm optimization. In *Power Systems, 2009. ICPS '09. International Conference on*, pages 1–5, Dec 2009.
- [139] S. Tam. Real-time security-constrained economic dispatch and commitment in the pjm : Experiences and challenges. In *PJM Interconnection*, 2011.
- [140] L. Tan and M. Negnevitsky. Expert system application for voltage and var control in power transmission and distribution systems. In *IEEE Transmission and Distribution Conference*, 1996.
- [141] A. Tapia. Redes inteligentes (smartgrid). Constructor Eléctrico. Negocios y desarrollo de la industria. <http://constructorelectrico.com/redes-inteligentes-smart-grid/>. Último acceso: 30-03-2015.

-
- [142] C. Taylor. Response-based, feedforward wide-area control. In *Elect. Power Res. Inst. Sponsored Workshop on Future Research Directions for Complex Interactive Networks, Washington DC, USA, 2002*.
- [143] J. Taylor, L. de Menezes, and P. McSharry. A comparison of univariate methods for forecasting electricity demand up to a day ahead. *International Journal of Forecasting*, 22:1–16, 2006.
- [144] V. Terzija, G. Valverde, C. Deyu, and P. Regulski. Wide-area monitoring, protection, and control of future electric power networks. *Proceedings of the IEEE*, 99:80–93, 2010.
- [145] R. Wang and R. Lasseter. Re-dispatching generation to increase power system security margin and support low voltage bus. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 15:496–501, 2000.
- [146] I. Watanabe, K. Okada, K. Tokoro, and S. Matsui. Adaptive multiagent model of electric power market with congestion management. In *Proceedings of the 2002 Congress on Evolutionary Computation, 2002. CEC '02*, pages 523–528, May 2002.
- [147] H. Wedde, S. Lehnhoff, and K. Moritz. Distributed learning strategies for collaborative agents in adaptive decentralized power systems. In *15th Annual IEEE International Conference and Workshop on Engineering of Computer Based Systems*, 2008.
- [148] L. Wehenkel. Emergency control and its strategies. In *13th Power Syst. Comput. Conf., Trondheim, Norway, 1999*.
- [149] G. Weiss, editor. *Multi-agent Systems*. MIT Press, Cambridge, MA, USA, 2013.
- [150] F. Wollenberg and T. Sakaguchi. Artificial intelligence in power system operation. *Proceedings of the IEEE*, 75:1678–1685, 1987.
- [151] M. Wooldridge. The computational complexity of agent design problems. In *Proceedings. Fourth International Conference on MultiAgent Systems*, pages 341–348, 2000.

-
- [152] F.F. Wu, K. Moslehi, and A. Bose. Power system control centers: Past, present, and future. *Proceedings of the IEEE*, 93(11):1890–1908, Nov 2005.
- [153] Jian Wu, Yong Cheng, and N.N. Schulz. Overview of real-time database management system design for power system scada system. In *Southeast-Con, 2006. Proceedings of the IEEE*, pages 62–66, March 2006.
- [154] T. Yalcinoz and U. Eminoglu. Short term and medium term power distribution load forecasting by neural networks. *Energy Conversion and Management*, 46:1393–1405, 2005.
- [155] Z. Yongli, Y. Yang, B. Hogg, W. Zhang, and S. Gao. An expert system for power systems fault analysis. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 9:503–509, 1994.
- [156] M. Yoshimi, K. Swarup, and Y. Izui. Optimal economic power dispatch using genetic algorithms. In *Proceedings of the Second International Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems*, 1993.
- [157] Xue Y.S. Defense schemes against power system blackouts in china with load growth. In *Proceedings of the 15th power system computation conference, Liege*, 2005.
- [158] N. Yu and C.C. Liu. Multi-agent systems and electricity markets: State-of-the-art and the future. In *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.
- [159] G. Zhabelova and V. Vyatkin. Multiagent smart grid automation architecture based on iec 61850/61499 intelligent logical nodes. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 59(5):2351–2362, May 2012.
- [160] Pei Zhang, Fangxing Li, and N. Bhatt. Next-generation monitoring, analysis, and control for the future smart control center. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 1(2):186–192, Sept 2010.
- [161] Y. Zhang, H. Wang, Z. Zhang, and R. Zhang. A practical method for solving economic dispatch problem. In *IEEE International Conference on Power System Technology*, 2002.

-
- [162] Z. Zhang. *Distributed decision-making in electric power system transmission maintenance scheduling using Multi-Agent Systems (MAS)*. PhD thesis, Electrical and Computer Engineering, Iowa State University, 2004.
- [163] Ziang Zhang, Xichun Ying, and Mo-Yuen Chow. Decentralizing the economic dispatch problem using a two-level incremental cost consensus algorithm in a smart grid environment. In *North American Power Symposium (NAPS), 2011*, pages 1–7, Aug 2011.
- [164] Z.Z. Zhang, G.S. Hope, and O.P. Malik. Expert systems in electric power systems, a bibliographical survey. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 4(4):1355–1362, Nov 1989.
- [165] J. Zhu. *Classic Economic Dispatch*. Wiley-IEEE Press, 2009.
- [166] Xiangrong Zu, Lianzhong Liu, and Yan Xu. Ontology-based maintenance decision support system for electric equipment condition data and application cooperation. In *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*, pages 1–6, Oct 2006.