

UNIVERSIDAD DE OVIEDO

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, de Computadores y de
Sistemas

Tesis doctoral

**ALGORITMO PARA REPARTO DE NIVELES DE
GENERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA
ENTRE GENERADORES NO RENOVABLES DE UNA
MICRORRED ELÉCTRICA
BASADO EN FUNCIONES DE COSTE**

Eduardo Álvarez Álvarez

Gijón, octubre de 2010



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, de Computadores y de
Sistemas

Tesis doctoral

**ALGORITMO PARA REPARTO DE NIVELES DE
GENERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA
ENTRE GENERADORES NO RENOVABLES DE UNA
MICRORRED ELÉCTRICA
BASADO EN FUNCIONES DE COSTE**

presentada por

Eduardo Álvarez Álvarez

para la obtención del grado de

Doctor por la Universidad de Oviedo

Directores:

Javier Gómez-Aleixandre Fernández

Antonio Manuel Campos López

Gijón, octubre de 2010

Resumen

Los sistemas de generación distribuidos, compuestos por fuentes de generación de energía renovables y no renovables, son una de las mejores posibilidades para incrementar la generación de energía eléctrica.

Estos sistemas combinados, minimizan las pérdidas ocasionadas por la distribución de energía eléctrica gracias a su proximidad al consumo, aseguran con la presencia de generadores no renovables que el suministro de la demanda eléctrica se realice de una manera fiable y posibilitan un crecimiento sostenible de la generación al incluir en los mismos generadores renovables que no introducen emisiones contaminantes.

Sin embargo, la integración no controlada de fuentes de generación eléctrica en el sistema de distribución puede implicar efectos negativos sobre la eficiencia energética y los parámetros de funcionamiento del sistema. En la actualidad la optimización global del sistema de distribución no es posible, pero la conexión al mismo de nuevos generadores eléctricos de baja potencia (o microgeneradores) con demandas asociadas formando microrredes, junto con sistemas de supervisión y control que permitan controlar sus parámetros de operación y proporcionar respuestas rápidas a las variaciones internas de consumo, permiten que la integración en el sistema de distribución se realice sin que apenas afecten al mismo.

Este trabajo presenta un Nuevo Algoritmo para el reparto de niveles de generación de potencia activa capaz de ajustar *on-line* la generación eléctrica de la microrred a su demanda, mientras la microrred está conectada (mediante un interruptor de interconexión) a la red principal. Además, el algoritmo minimiza las emisiones de contaminantes y costes de consumo de combustible de los microgeneradores no renovables.

Asimismo, para su utilización en casos en los que existan microgeneradores no renovables que formen parte de instalaciones de cogeneración, se presenta una extensión del Nuevo Algoritmo que adicionalmente a las funcionalidades anteriormente expuestas para el Nuevo Algoritmo, permite dar respuesta a la demanda térmica minimizando las emisiones de contaminantes y costes derivados de su producción.

El Nuevo Algoritmo utiliza una aproximación heurística basada en funciones de coste de los microgeneradores no renovables (definidas en este trabajo) y se ha probado para resolver distintas casuísticas de reparto de niveles de potencia activa con distintas demandas eléctricas incluyendo en algunos casos demandas de calor. Los resultados que se obtienen aplicando el Nuevo Algoritmo mejoran los obtenidos aplicando los métodos matemáticos que constituyen el estado del arte de métodos de optimización, en términos de coste de combustible, emisiones, estabilidad de funcionamiento de los microgeneradores y requerimientos computacionales necesarios para su ejecución. Esta reducción de los requerimientos de recursos computacionales hace posible que el algoritmo pueda ejecutarse *on-line* usando un dispositivo controlador lógico o microcontrolador comercial de bajo coste.

Resumen

Se aporta por tanto, un método novedoso para gestionar eficientemente niveles de generación de potencia activa en microrredes, que precisa escasa inversión y que contribuye a la utilización masiva de las mismas con el objetivo de que el crecimiento futuro de la generación eléctrica se realice de una manera fiable y sostenible.

A mi familia

Agradecimientos

Quiero agradeceros sinceramente vuestro apoyo a todas y cada una de las personas que habéis colaborado en la realización de este trabajo, enriqueciéndolo con vuestras propuestas, en muchas ocasiones desde perspectivas distintas y prestando vuestro apoyo desinteresado. De manera especial, agradezco a la Fundación CTIC las facilidades que me ha prestado para convertir en realidad mi vieja aspiración de realizar esta Tesis.

Índice general

Resumen	v
Índice de figuras	xiii
Índice de cuadros	xvii
1. Introducción	1
1.1. La generación distribuida. Definición y problemática	1
1.2. Definición de microrredes de generación de energía	2
1.3. El valor de las microrredes en la generación distribuida	3
1.4. El problema del reparto de niveles de potencia activa en las microrredes	3
1.5. Motivación y objetivos de la tesis	6
2. Nuevo Algoritmo para reparto de niveles de generación de potencia activa	7
2.1. Planteamiento matemático del problema	7
2.1.1. Planteamiento genérico de los problemas de optimización con restricciones	7
2.1.2. Planteamiento específico del problema	8
2.2. Consideraciones de funcionamiento	10
2.3. Descripción de los métodos matemáticos MADS y SQP	10
2.3.1. Método matemático MADS	10
2.3.2. Método matemático SQP	11
2.4. Solución propuesta	11
2.4.1. Función propuesta para reparto de niveles de generación de potencia activa	11
2.4.2. Nuevo Algoritmo para reparto de niveles de generación de potencia activa basado en funciones de coste de microgeneradores	12
3. Extensión del Algoritmo para gestión de generación de energía térmica	17
3.1. Planteamiento matemático del problema	17
3.1.1. Planteamiento específico del problema con generadores de calor	17
3.2. Consideraciones de funcionamiento	20
3.3. Solución propuesta	20
3.3.1. Función propuesta para reparto de niveles de generación de potencia activa	20
3.3.2. Nuevo Algoritmo Extendido para reparto de niveles de generación de po- tencia activa basado en funciones de coste de microgeneradores	23
4. Plataforma de simulación para evaluación de algoritmos	27
4.1. Plataforma de simulación: descripción	27

Índice general

4.1.1. Equipos de control	27
4.1.2. Equipos de microgeneración	29
4.2. Plataforma de simulación:modelización	30
4.2.1. Modelos dinámicos de los microgeneradores	32
4.2.2. Funciones de coste de los microgeneradores	34
5. Simulaciones	39
5.1. Evaluación del Nuevo Algoritmo	39
5.1.1. Metodología	39
5.1.2. Evaluación con señales de demanda eléctrica tipo escalón	39
5.1.3. Evaluación con señales de demanda eléctrica tipo rampa	45
5.1.4. Evaluación con señales de demanda eléctrica diaria	52
5.2. Evaluación del Nuevo Algoritmo Extendido	59
5.2.1. Metodología	59
5.2.2. Evaluación con señal de demanda eléctrica tipo rampa y señales de de- manda térmica tipo escalón	60
5.2.3. Evaluación con señal de demanda eléctrica tipo rampa y señales de de- manda térmica tipo rampa	67
5.2.4. Evaluación con señales de demanda eléctrica y térmica diaria	74
6. Conclusiones	81
Bibliografía	85
Artículos Publicados	89

Índice de figuras

2.1. Función de reparto de niveles de potencia activa	13
2.2. Nuevo Algoritmo basado en funciones de coste	15
3.1. Función extendida de reparto de niveles de potencia activa	22
3.2. Nuevo Algoritmo Extendido basado en funciones de coste	25
4.1. Modelización de la plataforma de simulación	31
4.2. Modelo dinámico motor diésel	33
4.3. Modelo dinámico microturbina	33
4.4. Modelo dinámico pila de combustible	34
4.5. Función de coste de motor diésel.	36
4.6. Función de coste de microturbina.	36
4.7. Función de coste de pila de combustible.	37
5.1. Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demandas eléctricas tipo escalón).	43
5.2. Tiempos de ejecución del algoritmo MADS frente a niveles de potencia activa (demanda eléctrica tipo escalón de valor $0,4 \cdot P_{inst}$).	44
5.3. Tiempos de ejecución del algoritmo MADS frente a niveles de potencia activa (demanda eléctrica tipo escalón de valor P_{inst}).	44
5.4. Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = 0,8 \cdot P_{inst}$).	48
5.5. Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = 0,8 \cdot P_{inst}$).	48
5.6. Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$).	49
5.7. Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$).	49
5.8. Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demandas eléctricas tipo rampa).	50
5.9. Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo MADS (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$).	51
5.10. Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo SQP (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$).	51
5.11. Curva de carga media diaria para un hogar	53

5.12. Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica diaria 160 hog.).	55
5.13. Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica diaria 160 hog.).	55
5.14. Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica diaria 200 hog.).	56
5.15. Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica diaria 200 hog.).	56
5.16. Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demandas eléctricas diarias).	57
5.17. Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo MADS (demanda eléctrica diaria 200 hogares).	58
5.18. Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo SQP (demanda eléctrica diaria 200 hogares).	58
5.19. Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo escalón de valor $0,2 \cdot T_{inst}$).	64
5.20. Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo escalón de valor $0,2 \cdot T_{inst}$).	64
5.21. Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	65
5.22. Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo MADS (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo escalón de valor T_{inst}).	66
5.23. Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo rampa de valor máximo $T_{max} = 0,4 \cdot T_{inst}$).	71
5.24. Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo rampa de valor máximo $T_{max} = 0,4 \cdot T_{inst}$).	71
5.25. Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	72
5.26. Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo MADS (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo rampa de valor máximo $T_{max} = T_{inst}$).	73
5.27. Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demandas eléctrica y térmica diaria de 40 hog.).	78
5.28. Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demandas eléctrica y térmica diaria de 80 hog.).	78

5.29. Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	79
5.30. Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo MADS con demandas eléctrica y térmica diaria de 200 hog.).	80
5.31. Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo SQP con demandas eléctrica y térmica diaria de 200 hog..	80

Índice de cuadros

4.1. Constantes de tiempo en arranque y funcionamiento continuo.	33
4.2. Costes de emisión y Factores de emisión.	38
5.1. Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demandas eléctricas tipo escalón).	41
5.2. Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda energética (kWh) (demandas eléctricas tipo escalón).	41
5.3. Coste total de generación (€) (demandas eléctricas tipo escalón).	41
5.4. Coste por consumo de combustible (€) (demandas eléctricas tipo escalón).	41
5.5. Coste por emisión de contaminantes (€)(demandas eléctricas tipo escalón).	41
5.6. Coste específico de generación (€/kWh) (demanda eléctrica tipo escalón).	42
5.7. Coste específico por consumo de combustible (€/kWh) (demanda eléctrica tipo escalón).	42
5.8. Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWh) (demandas eléctricas tipo escalón).	42
5.9. Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demandas eléctricas tipo escalón).	42
5.10. Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demandas eléctricas tipo rampa).	46
5.11. Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda energética (kWh) (demandas eléctricas tipo rampa).	46
5.12. Coste total de generación (€) (demandas eléctricas tipo rampa).	46
5.13. Coste por consumo de combustible (€)(demandas eléctricas tipo rampa).	46
5.14. Coste por emisión de contaminantes (€)(demandas eléctricas tipo rampa).	46
5.15. Coste específico de generación (€/kWh) (demandas eléctricas tipo rampa).	47
5.16. Coste específico por consumo de combustible (€/kWh) (demandas eléctricas tipo rampa).	47
5.17. Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWh) (demandas eléctricas tipo rampa).	47
5.18. Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demandas eléctricas tipo rampa).	47
5.19. Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demandas eléctricas diarias).	53
5.20. Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda energética (kWh) (demandas eléctricas diarias).	53
5.21. Coste total de generación (€) (demandas eléctricas diarias.)	53

5.22. Coste por consumo de combustible (€)(demandas eléctricas diarias).	54
5.23. Coste por emisión de contaminantes (€)(demandas eléctricas diarias).	54
5.24. Coste específico de generación (€/kWhe) (demandas eléctricas diarias).	54
5.25. Coste específico por consumo de combustible (€/kWhe) (demandas eléctricas diarias).	54
5.26. Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWhe) (demandas eléctricas diarias).	54
5.27. Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demandas eléctricas diarias).	54
5.28. Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	62
5.29. Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda energética (kWhe) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	62
5.30. Generación térmica de cada elemento y grado de cobertura de la demanda frente a demanda térmica (kWht) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	62
5.31. Coste total de generación (€) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	62
5.32. Coste por consumo de combustible (€)(demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	63
5.33. Coste por emisión de contaminantes (€)(demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	63
5.34. Coste específico de generación (€/kWhe) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	63
5.35. Coste específico por consumo de combustible (€/kWhe) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	63
5.36. Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWhe) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	63
5.37. Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).	63
5.38. Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	69
5.39. Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda energética (kWhe) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	69
5.40. Generación térmica de cada elemento y grado de cobertura de la demanda frente a demanda térmica (kWht) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	69
5.41. Coste total de generación (€) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	69

5.42. Coste por consumo de combustible (€)(demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	70
5.43. Coste por emisión de contaminantes (€)(demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	70
5.44. Coste específico de generación (€/kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	70
5.45. Coste específico por consumo de combustible (€/kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	70
5.46. Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	70
5.47. Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).	70
5.48. Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	76
5.49. Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda de energía eléctrica (kWh) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	76
5.50. Generación térmica de cada elemento y grado de cobertura de la demanda frente a demanda térmica (kWh) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	76
5.51. Coste total de generación (€) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	76
5.52. Coste por consumo de combustible (€)(demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	77
5.53. Coste por emisión de contaminantes (€)(demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	77
5.54. Coste específico de generación (€/kWh) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	77
5.55. Coste específico por consumo de combustible (€/kWh) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	77
5.56. Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWh) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	77
5.57. Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).	77

1 Introducción

En este capítulo se define la generación distribuida y la problemática de integración en el sistema eléctrico que implica su incremento de penetración y que puede ser un límite para el mismo. Se presentan, a continuación, las microrredes eléctricas controladas mediante sistemas de gestión energética como la alternativa que minimiza los efectos de integración no deseados y que permiten aumentar los niveles de penetración de la generación distribuida.

Asimismo, dentro de los sistemas de gestión de microrredes, se presentarán las distintas formas en que el problema del reparto de niveles de generación de potencia activa para generadores no renovables en microrredes ha sido abordado por las investigaciones hasta la fecha y sus carencias más importantes. Para terminar el capítulo, se exponen la motivación y los objetivos de esta tesis doctoral.

1.1. La generación distribuida. Definición y problemática

Aunque no exista una definición como tal y no esté muy clara la frontera entre generación convencional y generación distribuida, en esta tesis doctoral se aporta una definición que resume los distintos conceptos que la generación distribuida implica.

Definición 1 (Generación distribuida) *La generación distribuida es la generación de energía eléctrica de baja potencia, cercana al consumo (conectada a las redes de distribución), con tecnología disponible o alto potencial de desarrollo y que maximiza la función de eficiencia energética o rendimiento energético.*

La **generación distribuida** se presenta como una solución global al crecimiento de la demanda eléctrica en los países desarrollados, que, mediante la incorporación de generadores de baja potencia en las redes de distribución, permite generar energía eléctrica:

1. Cercana al consumo (en media o baja tensión) y que, por tanto, minimiza las pérdidas de transporte de energía.
2. De alta eficiencia, debido tanto a la minimización de pérdidas anteriormente citada como a que permite la posibilidad de realizar instalaciones de recuperación del calor generado en el proceso de generación de energía eléctrica (cogeneración).
3. Que fomenta la utilización de la generación de origen renovable.
4. Que combina las fuentes renovables con no renovables, a su vez basadas en distintos combustibles, constituyendo un "mix" de producción que permite garantizar un suministro eléctrico.

Pese a ello, la incorporación masiva e incontrolada de este tipo de generación en las redes de distribución y consumo lleva consigo en algunos casos diversos problemas [Alvarez05]:

1. En determinadas configuraciones de generación local y consumo, se ha demostrado que a partir de un determinado nivel de penetración de la generación distribuida, las pérdidas de transporte y distribución de energía podrían ser, inclusive, superiores a las existentes sin generación distribuida [Gómez06]. El citado punto de inflexión dependerá de: número de generadores, ubicación y potencia de los mismos, nivel de penetración (nivel de cobertura de la demanda) y perfil del consumo. Para hallar soluciones al problema expuesto, las investigaciones buscan nuevas opciones que permitan realizar una planificación previa a la incorporación de generación distribuida al sistema eléctrico en cuanto a ubicación, dimensionamiento y características de los generadores distribuidos.
2. En su diseño inicial, los sistemas de operación, medida y protección de las líneas de distribución y transporte han sido concebidos para un único flujo de energía, desde el nivel de generación al nivel de transporte, de este al nivel de distribución, terminando el sistema a nivel de consumo. En numerosas ocasiones, la incorporación indiscriminada de la generación distribuida modifica dichos sentidos de flujo, dando lugar a deficiencias en el funcionamiento de dichos sistemas: disminución de alcance del relé de sobrecorriente, desconexiones intempestivas del citado relé por defectos en otras líneas de la misma subestación ([Dugan02]), etc.
3. Inicialmente, los generadores distribuidos mejoran del perfil de tensiones de las líneas de distribución y consumo en el entorno de sus puntos de conexión. Sin embargo, estos cambios de nivel de tensión en determinados puntos de las líneas provocan distorsiones en el funcionamiento de los actuales sistemas de regulación de tensión de las mismas, basados en la regulación automática de las tomas del transformador de salida a línea en función del consumo del sistema ([Dugan02]).
4. En lo que respecta a la estabilidad de los sistemas de distribución, la incorporación de generadores distribuidos hace que, ante determinadas incidencias, el comportamiento global del sistema, sea de una mayor tendencia a la inestabilidad en frecuencia ([Azmy05]).
5. La conexión de múltiples unidades de generación de distintas características en puntos muy cercanos de la red es obviamente una causa de riesgo, ya que puede aumentar el número de fallos de operación de red.

1.2. Definición de microrredes de generación de energía

Definición 2 (Microrred eléctrica) *El concepto **microrred eléctrica** es generalmente aceptado como un pequeño sistema en el cual, y en un entorno reducido, se encuentran generadores eléctricos de pequeña potencia y consumos asociados. El sistema se encuentra unido en su conjunto a la red de distribución o consumo por un único punto y los generadores de pequeña potencia,*

o microgeneradores renovables y no renovables, poseen la suficiente capacidad de generación como para abastecer a la demanda local (o por lo menos a una parte significativa de la misma). Así mismo la microrred permite la posibilidad de funcionar conectada o desconectada (modo isla) de la red eléctrica principal, garantizando el suministro de la demanda ante determinados eventos que ocurren en la misma.

Las microrredes incluyen habitualmente una combinación de varias fuentes de pequeña potencia para producir energía eléctrica. Entre las más frecuentes se pueden citar las microturbinas, los motores de combustión interna, las pilas de combustible, los generadores eólicos, las instalaciones de energía solar fotovoltaica, etc. También es habitual encontrar instalaciones de cogeneración (*CHP-combined heat and power*), que generan de manera combinada energía eléctrica y calorífica. Opcionalmente las microrredes pueden estar provistas de dispositivos capaces de almacenar energía eléctrica, tales como volantes de inercia, baterías, o supercondensadores. En la actualidad las microrredes únicamente han sido construidas y puestas en funcionamiento a escala de laboratorio. En el artículo de referencia [Barnes07] se hace una descripción de las distintas microrredes que han sido objeto de investigación hasta la fecha.

1.3. El valor de las microrredes en la generación distribuida

La problemática que el crecimiento masivo e incontrolado al que la generación distribuida da lugar, y que se ha detallado en la sección 1.1, se ha visto agudizada en determinados países desarrollados, como España, por políticas energéticas y económicas que han incentivado el crecimiento de este tipo de generación (tanto renovable como no renovable) sin considerar aspectos clave, como la necesidad de una planificación para inclusión de nuevos generadores en el sistema de distribución o la aparición de una nueva situación de gestión y operación de red que garantice la eficiencia de los nuevos generadores distribuidos.

En este último punto, la necesidad de costosas infraestructuras, debido a la dispersión de los generadores distribuidos, impiden actualmente la posibilidad de realizar un control efectivo de la operación de los mismos.

Las microrredes eléctricas aportan la posibilidad, dada la proximidad física entre puntos de generación y demanda, de diseñar sistemas de gestión que permitan optimizar el funcionamiento del conjunto desde el punto de vista técnico y económico, controlando sus distintos parámetros de funcionamiento y proporcionando respuestas ante incidencias internas de tal manera que el sistema de distribución no se vea afectado.

1.4. El problema del reparto de niveles de potencia activa en las microrredes

Los sistemas de gestión de funcionamiento de microrredes han sido objeto de distintos estudios en lo que respecta a sus diferentes requerimientos ([Fedorov07]): reparto eficiente de niveles de potencia activa, control de los elementos de almacenamiento de la energía, gestión

de producción de energía eléctrica y térmica, regulación de potencia reactiva y tensión, sistema para arranque sin tensión en barras, etc.. De entre estas, la funcionalidad de reparto de niveles de generación entre los distintos generadores no renovables de una microrred ha sido, sin duda, considerada por los distintos autores como el punto clave a desarrollar por las implicaciones que tiene en la operación del sistema tanto desde el punto de vista técnico como económico.

En el modo conectado a red, el más frecuente en una microrred, la citada funcionalidad ha sido abordada en las investigaciones hasta la fecha desde tres perspectivas distintas: la primera de ellas permitiendo una integración transparente en el sistema eléctrico; la segunda, integrando las microrredes en los mercados eléctricos; y la tercera, minimizando el consumo de combustible, así como las emisiones de gases de efecto invernadero producidas. En los siguientes párrafos se describen cada una de las distintas líneas de investigación:

1. Las investigaciones desarrolladas por autores americanos como Lasseter([Lasseter06]), del consorcio *CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions)*, se focalizan en realizar una integración correcta de las microrredes en el sistema eléctrico y aprovechar su potencial para aumentar la calidad y fiabilidad del suministro. Como resultado de estas investigaciones, se ha desarrollado un **sistema de control distribuido**, denominado por el autor como *Autonomous Control*. Dicho sistema ha sido diseñado para funcionar tanto en modo conectado a red como en isla y consiste en un pequeño dispositivo hardware que ha sido diseñado para que, de forma autónoma, realice el control de cada uno de los generadores de la microrred. Como consecuencia, no es necesaria una infraestructura de comunicaciones compleja, al no existir datos a intercambiar entre los distintos elementos, ni sensores con alta capacidad de respuesta, siendo los errores de un posible controlador central eliminados, y, lo que es más importante, un generador de energía puede ser ubicado en cualquier lugar de la microrred sin necesidad de una adaptación del sistema de control para su funcionamiento.

Cada generador puede funcionar en dos modos distintos que deben de ser seleccionados por los operadores sobre el dispositivo hardware local:

- regulando la potencia activa generada para cubrir la demanda de calor (casos de cogeneración).
- regulando la potencia activa generada de tal manera que el flujo de energía activa suministrada o generada respecto de la red principal se mantenga constante.

La combinación de ambos modos de funcionamiento entre los distintos microgeneradores permite que la integración en el sistema sea más efectiva, al no sufrir la red principal grandes variaciones de potencia consumida o generada.

No obstante, esta estrategia no asegura que las condiciones de funcionamiento minimicen los costes totales de generación.

2. La segunda perspectiva, desarrollada en el proyecto de título *Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids* del VI Programa Marco ([EuropeanResearch02]-[Lopes03]) se centra en la inclusión de las microrredes en los mercados eléctricos durante su funcionamiento en modo conectado a red. Para este propósito, se propone un **sistema centralizado** de reparto de niveles de generación de potencia activa en modo jerárquico.

La microrred es controlada por un Controlador Central (maestro) que encabeza el sistema. A un segundo nivel, se encuentran Controladores Locales ubicados en los distintos microgeneradores y en las distintas demandas. Estos Controladores realizan la operación en cada elemento así como el intercambio de la información necesaria con el Controlador Central. El Controlador Central es instalado en el punto eléctrico de conexión con la red principal e incluye la ejecución de las siguientes funciones en modo conectado a la citada red:

- reparto y comunicación a los distintos generadores de los distintos niveles de generación de potencia activa y reactiva.
- gestión de la demanda eléctrica incluyendo control de la conexión y desconexión de consumos.
- previsión con un día de anticipación, de datos (horarios o cuarto-horarios) de demandas eléctrica y térmica así como de niveles de potencia de los generadores de origen renovable.

La reducida cantidad de datos que es necesario intercambiar entre los distintos controladores locales, debido a la proximidad física entre los distintos generadores y demandas, permite el uso de una infraestructura de comunicaciones de sencilla topología y bajo coste.

En el citado proyecto se desarrolló una función novedosa para realizar el reparto de niveles de generación de potencia activa en modo conectado a red, la cual se ejecuta en el Controlador Central y constituye un módulo de la herramienta de gestión de energía diseñada y testada. Esta función se basa en previsiones de demanda y generación renovable así como información del mercado eléctrico. El resultado es un plan de producción que optimiza los beneficios económicos de la generación y que consiste en la definición de las consignas de potencia activa correspondientes a las distintas horas del día próximo con una resolución de 15 minutos.

Sin embargo, no existe posibilidad de que la función pueda ejecutarse *on-line*, con lo cual no existe posibilidad de adaptación a las distintas variaciones e incidencias del sistema. Así mismo, tampoco se contemplan los costes medioambientales dentro de las políticas de reparto de puntos de consigna empleadas.

3. La tercera línea de investigación tiene como objetivo la minimización de costes así como de las emisiones producidas, principios propuestos en [Hernandez-Aramburo05]. Estos son, fundamentalmente:
 - Minimizar costes de consumo de combustible, así como los derivados de las emisiones contaminantes.
 - Ajustar *on-line* la generación de energía eléctrica a la demanda de la microrred, minimizando el intercambio de energía con la red principal y, por tanto, eliminando los posibles efectos adversos a que puede dar lugar la integración de la misma en el sistema eléctrico.

Con los mismos objetivos, las recientes investigaciones ([Mohamed08]) se centran en diseñar una función de reparto de niveles de potencia activa entre microgeneradores no

renovables en modo conectado a red que minimice los costes de combustible mientras se ajusta producción a demanda en continuo. En esta estrategia, no hay participación de las microrredes en el mercado eléctrico, pero se permite una correcta integración en el sistema, que incluso en determinados momentos podrá ser completamente transparente para el mismo. Con ello se evita uno de los grandes inconvenientes para su aceptación masiva.

En este caso, la función de reparto debe solucionar en cada ciclo de ejecución un problema de optimización no-lineal con restricciones. En la actualidad el estado de la técnica para solucionar este tipo de problemas se reduce a los métodos: SQP (sequential quadratic programming), MADS (mesh adaptative direct search), y los Algoritmos Genéticos. Los métodos SQP y MADS son métodos matemáticos deterministas que obtienen soluciones exactas para problemas donde la función a minimizar es continua y derivable como en el caso que nos ocupa (MADS podría emplearse inclusive para funciones con discontinuidades). En la investigación de referencia [Mohamed08] ambos métodos fueron probados y validados como las soluciones óptimas para realizar reparto de consignas de potencia activa entre generadores no renovables de una microrred.

No obstante, los costes medioambientales no han sido tenidos en cuenta, ni tampoco han sido evaluados los tiempos de procesamiento para comprobar si es posible que estas soluciones puedan ejecutarse *on-line*.

1.5. Motivación y objetivos de la tesis

La motivación por la que surge esta tesis doctoral es la de mejorar los aspectos de eficiencia energética e integración en el sistema eléctrico de los sistemas de generación distribuida mediante la utilización de microrredes que incluyan control de operación.

Así mismo, el objetivo principal de la investigación es proponer un Nuevo Algoritmo para realizar el reparto de niveles de generación de potencia activa para generadores no renovables de microrredes en modo conectado a la red principal, con los requerimientos fundamentales:

1. El algoritmo debe ajustar la generación eléctrica a la demanda, minimizando los costes de combustible y las emisiones de gases de efecto invernadero.
2. El algoritmo tendrá en cuenta los costes de combustible de la microrred de manera global, es decir tanto los costes derivados de la generación de energía eléctrica como los derivados de la generación de energía térmica. Asimismo, se considerará el ahorro de energía térmica proporcionado por las instalaciones de cogeneración mediante el aprovechamiento del calor residual producido en la generación de energía eléctrica.
3. El algoritmo debe ser sencillo de implementar.
4. El algoritmo debe minimizar los recursos computacionales necesarios para su ejecución. De esta manera, será posible que se ejecute *on-line* en un microcontrolador comercial de bajas prestaciones.

2 Nuevo Algoritmo para reparto de niveles de generación de potencia activa

En este capítulo se presenta el problema del reparto de niveles de generación de potencia activa entre microgeneradores no renovables de una microrred conectada a la red principal como un problema de optimización de una función de costes continua y, en general, no lineal, sujeta a restricciones. Los métodos matemáticos que constituyen el estado del arte en cuanto a lograr una solución a este tipo de problemas son el método de Sequential Quadratic Programming (SQP) y Mesh Adaptative Direct Search(MADS). Asimismo, se formula, de manera específica, el problema a solucionar para realizar el reparto de los niveles de generación y se plantea, para este caso en concreto, la posible utilización de un Nuevo Algoritmo basado en heurísticos (conocimiento de la funciones de coste por potencia activa generada) que aporte un avance respecto al estado actual.

2.1. Planteamiento matemático del problema

2.1.1. Planteamiento genérico de los problemas de optimización con restricciones

Un problema de optimización con restricciones de una función genérica puede ser formulado como:

$$\text{Optimizar } f(\bar{X}) \tag{2.1}$$

sujeto a las restricciones,

$$h_i(\bar{X}) = 0, i = 1, \dots, m$$

$$g_j(\bar{X}) \leq 0, j = 1, \dots, p$$

Donde,

- $f, h_i, g_j : R^n \rightarrow R$ son funciones reales de n variables
- m es el número de restricciones de igualdad.
- p es el número de restricciones de desigualdad.

Encontrar una solución precisa al problema de optimización (maximizar o minimizar) depende no sólo del número de variables o de restricciones sino, de las características de la función objetivo. Cuando tanto la función objetivo como las restricciones son lineales, el problema

se denomina de *Programación Lineal*. De la misma forma, en el caso de una función objetivo cuadrática con restricciones lineales el problema se denomina de *Programación Cuadrática*. En ambos casos, existen procedimientos que proporcionan soluciones fiables de manera ágil.

Sin embargo, existen más dificultades para solucionar problemas de *Programación No Lineal*, que incluyen problemas de optimización no incluidos en los casos anteriores y donde tanto función objetivo como restricciones pueden ser funciones continuas no lineales. En estos casos, la solución se haya mediante métodos matemáticos iterativos, siendo en la actualidad los métodos MADS y SQP aquellos que constituyen el estado del arte.

2.1.2. Planteamiento específico del problema

Como se ha comentado anteriormente el objetivo de esta investigación es el diseño de un Nuevo Algoritmo de reparto de niveles de potencia activa a los generadores no renovables de la microrred. Se permitirá en todo momento que los generadores renovables funcionen generando toda la potencia posible según las condiciones meteorológicas en cada instante.

Para el este planteamiento se propone el diseño de sistema de control centralizado que se muestra en la figura ??.

El algoritmo a diseñar se implementará como parte de una función en el Controlador Central de la microrred y debe minimizar la función matemática de coste de funcionamiento (incluye costes de combustible y costes medioambientales) pudiendo seleccionar *on-line* la combinación de producción de energía óptima que a su vez adapte la generación eléctrica a la demanda. La demanda eléctrica será medida en la interconexión eléctrica con el sistema de distribución y los puntos de funcionamiento podrán ser calculados *on-line* y enviados a los distintos Controladores Locales de los distintos microgeneradores.

A continuación se definen los parámetros necesarios para la formulación del problema.

Definición 3 (Vector de identificación de microgeneradores) *El vector de identificación de microgeneradores, $\bar{M} = (m_1, \dots, m_i, \dots, m_n)$ es el vector que identifica de manera única a cada uno de los microgeneradores no renovables controlados.*

Definición 4 (Vector de puntos de consigna de potencia activa) *El vector de puntos de consigna de potencia activa, $\bar{P} = (P_1, \dots, P_i, \dots, P_n)$ es el vector que incluye los puntos de consigna de la potencia activa instantánea que se envían desde el Controlador Central hasta cada una de los microgeneradores no renovables controlados. La posición i del vector corresponderá con el punto de consigna del microgenerador m_i .*

Definición 5 (Vector de potencias activas máximas) *El vector de potencias activas máximas, $\bar{MAXP} = (MAXP_1, \dots, MAXP_i, \dots, MAXP_n)$ es el vector de límites máximos de generación de potencia activa de cada microgenerador. La posición i del vector corresponderá con el punto de consigna del microgenerador m_i .*

Definición 6 (Conjunto de funciones de coste) *El conjunto de funciones de coste, $F = \{f_1, \dots, f_i, \dots, f_n\}$ es el conjunto de las funciones de coste de los distintos microgeneradores no renovables controlados. Incluye el coste de combustible y el coste medioambiental*

asociado a las emisiones de efecto invernadero. Al microgenerador m_i le corresponderá una función de coste f_i .

Definición 7 (Función de coste de generación) La función de coste de generación, $f_i(P_i)$ para un microgenerador, m_i , es la suma de las funciones de coste de consumo de combustible más el coste producido por la emisión de contaminantes a la atmósfera (ambas por kWh eléctrico generado).

$$f_i(P_i) = g_i(P_i) + e_i(P_i) \quad (2.2)$$

donde,

- $g_i(P_i)$, es la función de coste de combustible por kWh eléctrico generado.
- $e_i(P_i)$, es la función de coste por emisión de contaminantes por kWh eléctrico generado.

Definición 8 (Función de coste de generación por consumo de combustible) La función de coste de generación por consumo de combustible $g_i(P_i)$, para cada microgenerador m_i , es una estimación del coste económico producido por el consumo de combustible al generar una potencia P_i . Dicha función será una aproximación polinómica que se obtendrá utilizando el método de ajuste por mínimos cuadrados a los consumos a distintos niveles de potencia especificados por el fabricante del equipo microgenerador.

Definición 9 (Función de coste por emisión de contaminantes) La función de coste de generación por emisión de contaminantes $e_i(P_i)$, para cada microgenerador m_i , es una cuantificación económica, en términos de coste, del efecto medioambiental producido por las emisiones atmosféricas contaminantes al generar una potencia P_i . Dichas emisiones dependerán, asimismo, de la tecnología de generación que se utilice en cada microgenerador.

En el caso del reparto de niveles (o *dispatching*) de potencia activa a los generadores no renovables de la microrred, teniendo en cuenta los requerimientos especificados en 1.5, el problema puede ser formulado como:

$$\text{Minimizar, } C(\bar{P}) = \sum_{i=1}^n P_i \cdot f_i(P_i) \quad (2.3)$$

sujeto a las restricciones,

$$\sum_{i=1}^n P_i = DE$$

$$0 \leq P_i \leq \text{MAX}P_i$$

Donde,

- n es el número de microgeneradores.
- \bar{P} es el vector de n dimensión correspondiente a los puntos de consigna de potencia activa.

- $C : R^n \rightarrow R$ es la función coste global a minimizar.
- $MAXP_i$ es el límite superior de generación de potencia activa de cada microgenerador
- DE es la demanda eléctrica de la microrred obtenida a través de la medida del intercambio de potencia con la red principal en la interconexión red principal-microrred.

Una vez planteado el problema y teniendo en cuenta que la función $C(\bar{P})$ no es una función generalmente lineal o cuadrática, el problema en su formulación es un problema no lineal con restricciones lineales.

2.2. Consideraciones de funcionamiento

Además de las restricciones anteriormente expuestas, en cuanto a demanda eléctrica que es necesario completar por el conjunto de microgeneradores y los límites de potencia activa máxima de cada uno de ellos, existen condicionantes técnicos que deben ser tenidos en cuenta para un correcto funcionamiento de los microgeneradores. Estos condicionantes se traducen en el ajuste de parámetros de funcionamiento, tarea que es realizada por el personal de operación, con el objetivo de asegurar una alta disponibilidad de funcionamiento de los equipos de microgeneración. Se describen a continuación los más representativos.

1. Límites técnicos de potencia generada cada generador: Para cada generador se pueden establecer unos límites técnicos, tanto máximo como mínimo, en función de las indicaciones del fabricante de los equipos de generación y la experiencia del personal de operación.
2. Número de arranques: El número de arranques de un determinado generador no renovable debe minimizarse por el efecto negativo que tiene sobre la vida útil y los costes de mantenimiento de la máquina.

2.3. Descripción de los métodos matemáticos MADS y SQP

2.3.1. Método matemático MADS

El método MADS (Mesh Adaptive Direct Search) es un método que permite obtener una solución al problema de optimización de funciones sujetas a determinadas restricciones, caracterizado por ser no derivativo, es decir que no utiliza el concepto de derivada de funciones para la ejecución del mismo. Otra característica destacable es que puede ser aplicado en numerosos problemas de optimización, además del presentado en este trabajo. Adicionalmente, este método obtiene buenos resultados en problemas no bien definidos o difíciles de modelar matemáticamente como aquellos en los que se evalúan funciones no-derivables o inclusive discontinuas.

Este método se basa en un proceso iterativo que, a partir de un punto inicial de búsqueda, puede obtener puntos que cada vez son más cercanos a la solución óptima. En cada paso, al

punto obtenido en la iteración anterior se suma un conjunto aleatorio de vectores de dirección formándose un nuevo conjunto de puntos denominado malla (*mesh*). La función es evaluada en los citados puntos seleccionándose como nueva referencia aquel que mejora el valor de la función. Una vez conseguido un criterio de parada definido, en cuanto número de iteraciones y/o mejora del valor de la función en el último punto calculado, se detiene la búsqueda.

2.3.2. Método matemático SQP

El método SQP (Sequential Quadratic Programming)[Biggs75] es otro posible método matemático aplicable en la optimización de funciones sujetas a restricciones, que con el anteriormente citado MADS, constituye el estado del arte de este tipo de algoritmos. Este método basa su potencialidad en su capacidad para resolver problemas de programación cuadrática, y utiliza el concepto de gradiente (por lo tanto de derivada) para su resolución. Un problema de programación cuadrática es un caso especial de programación no lineal, donde la función objetivo es cuadrática y las restricciones son lineales.

El método SQP se utiliza para solucionar problemas no directamente de programación cuadrática (como en general el definido en 2.1.1), pero con una función objetivo y restricciones derivables. Para resolver el problema planteado, inicialmente SQP lo simplifica en un problema equivalente de programación cuadrática resolviéndolo posteriormente. Con las soluciones obtenidas, este problema cuadrático se actualiza, repitiéndose este proceso de solución-actualización hasta alcanzar los criterios de finalización de ejecución (fundamentalmente: número de iteraciones o mínima mejora de la solución entre iteraciones sucesivas).

2.4. Solución propuesta

2.4.1. Función propuesta para reparto de niveles de generación de potencia activa

En este trabajo se propone una función para realizar el reparto de niveles de generación de potencia activa entre generadores no renovables, la cual se evaluará por comparación de los distintos algoritmos propuestos (MADS, SQP y el Nuevo Algoritmo). La función tiene como objetivo fundamental asignar y enviar, en tiempo real, nuevos puntos de consigna de potencia activa a cada microgenerador cada ciclo de ejecución completa de la misma.

El diagrama de bloques funcionales se detalla en la figura 2.1. Para su realización es necesario realizar las siguientes tareas:

1. Inicializar a cero los valores de los puntos de consigna de potencia activa.

$$(P_1, \dots, P_i, \dots, P_n) = (0, \dots, 0, \dots, 0)$$

2. Actualizar la demanda eléctrica de la microrred *DE*. Esta información se obtendrá mediante medida en la interconexión de la microrred con la red principal.

3. Comparar la demanda eléctrica con la suma de los límites de generación de potencia activa.

$$DE \begin{matrix} \geq \\ \leq \end{matrix} \sum_{i=1}^n MAXP_i$$

4. Asignar los valores máximos a cada microgenerador si la demanda es mayor o igual que la suma de máximos citada.

$$(P_1, \dots, P_i, \dots, P_n) = (MAXP_1, \dots, MAXP_i, \dots, MAXP_n)$$

5. Si la demanda es inferior, ejecutar un algoritmo de reparto con el objetivo de mínimo coste de generación.
6. Actualizar los puntos de consigna de potencia activa con los nuevos valores calculados.

$$\bar{P}^* = (P_1^*, \dots, P_i^*, \dots, P_n^*)$$

7. Enviar los puntos de consigna calculados a los distintos microgeneradores utilizando la infraestructura de comunicaciones que se disponga en cada caso.

2.4.2. Nuevo Algoritmo para reparto de niveles de generación de potencia activa basado en funciones de coste de microgeneradores

El objetivo de este algoritmo será minimizar el coste de generación utilizando las funciones de coste de los microgeneradores no renovables.

El algoritmo, detallado en el diagrama de bloques funcional de la figura 2.2 implica la ejecución, en cada ciclo (como máximo el número de ciclos será igual al número de microgeneradores no renovables), de las siguientes tareas:

1. Comparar la demanda no asignada con cero.

$$\left(DE - \sum_{i=1}^n P_i \right) \begin{matrix} \geq \\ < \end{matrix} 0$$

En caso, de ser menor o igual el algoritmo finaliza.

2. En otro caso, para los microgeneradores m_i con nivel de potencia aún no asignado:

- a) Calcular los niveles de potencia más próximos a la demanda no asignada U_i (variable auxiliar) en las funciones de coste, de forma que si,

$$\left(DE - \sum_{i=1}^n P_i \right) \geq MAXP_i,$$

entonces,

$$U_i = MAXP_i$$

en caso contrario,

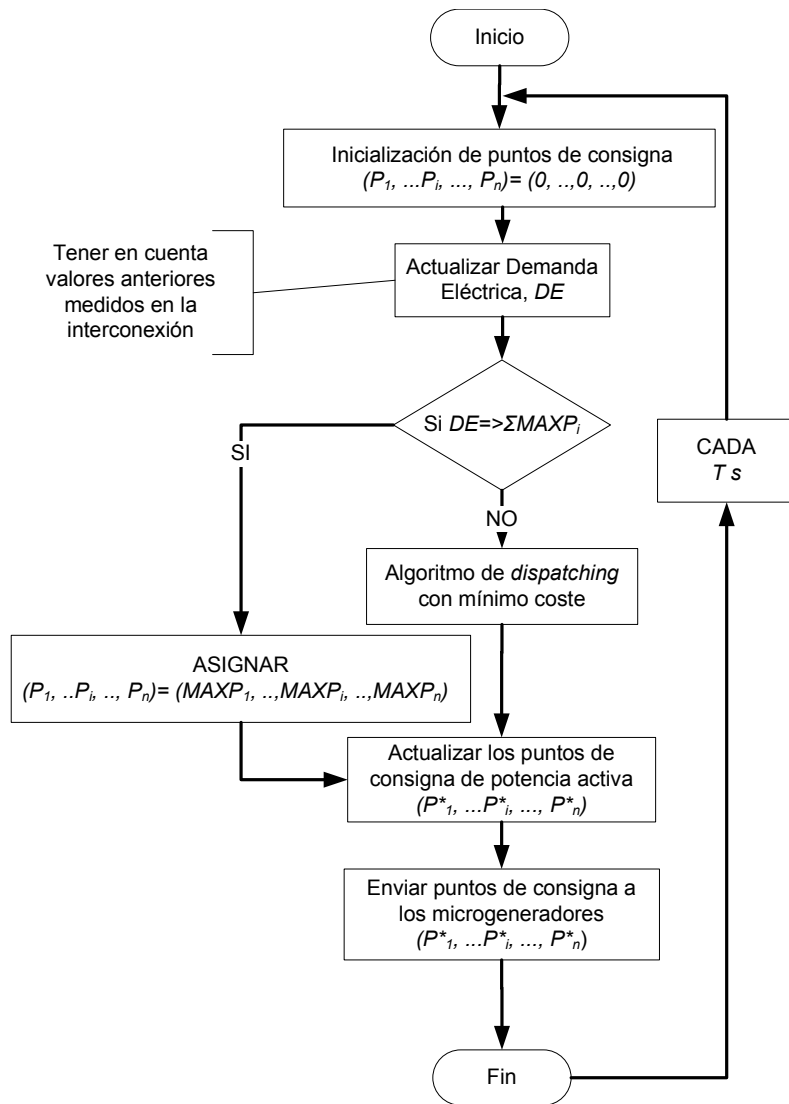


Figura 2.1: Función de reparto de niveles de potencia activa

2 Nuevo Algoritmo para reparto de niveles de generación de potencia activa

$$U_i = \left(DE - \sum_{i=1}^n P_i \right)$$

b) Seleccionar un microgenerador m_k con valor U_k tal que,

$$f_k(U_k) \text{ sea el } \mathbf{MÍNIMO}$$

del conjunto de microgeneradores con potencia no asignada

c) Asignar,

$$P_k = U_k$$

En la sección ?? se resuelven, a modo de ejemplo, problemas de reparto de niveles de potencia activa y potencia térmica en una microrred mediante la aplicación del Nuevo Algoritmo.

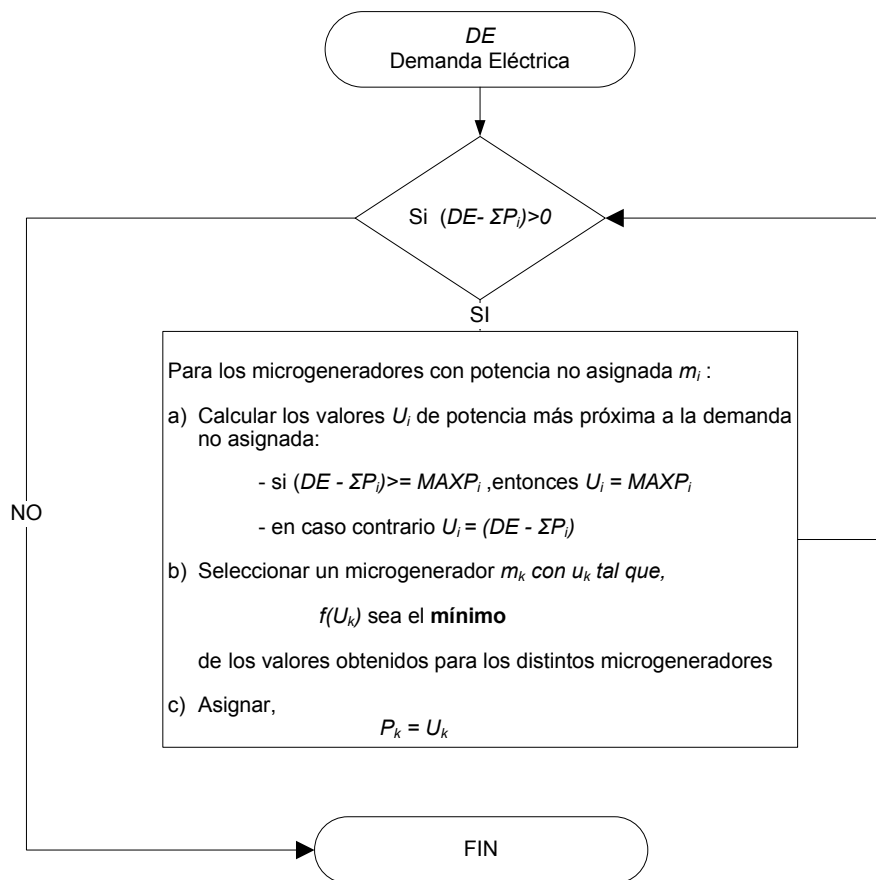


Figura 2.2: Nuevo Algoritmo basado en funciones de coste

3 Extensión del Algoritmo para gestión de generación de energía térmica

En este capítulo se amplía el planteamiento inicial del problema para realizar la optimización de funcionamiento en términos de coste de microrredes que incluyan instalaciones de cogeneración para dar respuesta a su demanda térmica y generadores de calor auxiliares que actúan como respaldo. La optimización se plantea teniendo en cuenta los costes de combustible y medioambientales de generación de energía como conjunto, incluyendo generación de energía eléctrica y térmica. Se propone una nueva función para hallar las soluciones óptimas en cuanto al reparto de niveles de potencia activa para generadores no renovables y de niveles de potencia térmica para equipos de generación de calor convencionales, y en la que se podrán implementar las distintas alternativas de algoritmos. Asimismo y frente a las soluciones SQP y MADS, se presenta una versión extendida del Nuevo Algoritmo, denominado Nuevo Algoritmo Extendido basado en funciones de coste.

3.1. Planteamiento matemático del problema

3.1.1. Planteamiento específico del problema con generadores de calor

A partir del planteamiento genérico del problema de optimización (sección 2.1.1), se diseñará un Nuevo Algoritmo de reparto de niveles de generación de potencia activa para los microgeneradores no renovables conectados a la red principal, así como para los elementos auxiliares de generación de calor en instalaciones de cogeneración. Dicho algoritmo tendrá como objetivo reducir tanto el coste de la generación eléctrica como la generación térmica e incluye los costes de combustible y medioambiental. Se permitirá en todo momento que los generadores renovables funcionen generando toda la potencia posible, según las condiciones meteorológicas en cada instante.

Para este planteamiento, más genérico que el anterior, que incluye la gestión de la energía térmica, se propone el diseño de un sistema de control centralizado que se muestra en la figura ??.

El algoritmo a diseñar se implementará incluido en una función del Controlador Central de la microrred y debe minimizar una función matemática de coste de funcionamiento (que incluye coste energético y medioambiental) seleccionando *on-line* la combinación de producción de energía óptima. Esta combinación adaptará la generación eléctrica a la demanda y cubrirá la demanda térmica. La demanda eléctrica será medida en la interconexión eléctrica con el sistema de distribución y la demanda térmica, calculada a partir de las medidas de distintos

controladores situados en las distintas demandas térmicas. Los puntos de funcionamiento podrán ser calculados *on-line* y enviados a los distintos Controladores Locales, tanto de los microgeneradores como de los generadores auxiliares de calor.

Para realizar el planteamiento específico del problema, a continuación se especifican definiciones de parámetros necesarios para la formulación del mismo y no mencionados con anterioridad.

Definición 10 (Vector de identificación de generadores auxiliares de calor) *El vector de identificación de generadores auxiliares de calor, $\bar{Z} = (z_1, \dots, z_i, \dots, z_m)$ es el vector que identifica de manera única a cada uno de los generadores auxiliares de calor en instalaciones de cogeneración.*

Definición 11 (Vector de consignas de generación de potencia térmica) *El vector de consignas de generación de potencia térmica, $\bar{T} = (T_1, \dots, T_i, \dots, T_m)$ es el vector que incluye los puntos de consigna de la potencia térmica instantánea que se envían desde el Controlador Central hasta cada uno de los generadores de calor auxiliares en instalaciones de cogeneración. La posición i del vector corresponderá con el punto de consigna del generador z_i .*

Definición 12 (Vector de potencias térmicas máximas) *El vector de potencias térmicas máximas, $\overline{MAXT} = (MAXT_1, \dots, MAXT_i, \dots, MAXT_m)$ es el vector que incluye los límites máximos de generación de potencia térmica de cada generador de calor auxiliar. La posición i corresponderá con el límite máximo del generador z_i .*

Definición 13 (Conjunto de funciones de coste de generación de calor) *El conjunto de funciones de coste de generación de calor, $H = \{h_1(T_1), \dots, h_i(T_i), \dots, h_m(T_m)\}$ corresponde a los distintos equipos auxiliares de generación de calor controlados. Incluye el coste de combustible y el coste medioambiental asociado (este concepto se explicará en detalle en 4.2.2) a las emisiones de efecto invernadero. La posición i corresponderá con la función de coste del generador z_i .*

Definición 14 (Función de reparto de calor) *La función de reparto de calor, $\text{min}q\text{cost}(S)$ es la función que obtiene un conjunto de soluciones $(T_1, \dots, T_i, \dots, T_m)$ de puntos de generación de potencia térmica de generadores auxiliares para completar una demanda de calor S tal que,*

$$\text{Minimiza } h_1(T_1) + \dots + h_i(T_i) + \dots + h_m(T_m)$$

$$\text{con la restricción de } \sum_{i=1}^m T_i = S$$

Definición 15 (Conjunto de funciones de calor generado por potencia eléctrica generada)

El conjunto de funciones de calor generado por potencia eléctrica generada, $R = \{r_1(P_1), \dots, r_i(P_i), \dots, r_n(P_n)\}$ es el conjunto de funciones que relacionan la potencia calorífica producida en función de la potencia activa generada para equipos microgeneradores que forman parte de instalaciones de cogeneración. La posición i corresponderá con la función correspondiente al generador m_i .

Definición 16 (Vector de potencias térmicas útiles recuperadas) *El vector de potencias térmicas útiles recuperadas, $\bar{Y} = (Y_1, \dots, Y_i, \dots, Y_n)$ incluye los distintos valores de potencia térmica recuperada de cada microgenerador m_i (incluido por tanto en instalaciones de cogeneración) que*

es utilizado para completar la demanda térmica y que consecuentemente tiene que ser tenido en cuenta desde un punto de vista económico. Los valores de Y_i serán menores o iguales a los de $r_i(P_i)$ La posición i corresponderá con la potencia recuperada por el generador m_i .

En este caso el reparto de niveles de generación de potencia activa a los generadores no renovables y a los generadores de calor de la microrred, el problema puede ser formulado como:

- Minimizar la función de costes totales que incluye los costes de generación eléctrica, asociados a los microgeneradores no renovables, y los de generación térmica, asociados a los generadores auxiliares de calor.
- con las restricciones de,
 1. Ajustar potencia eléctrica generada a la demanda del mismo tipo.
 2. Suministrar la potencia térmica demandada.

Expresando matemáticamente lo anterior:

$$\text{Minimizar } C(\bar{P}, \bar{T}) = \sum_{i=1}^n P_i \cdot f_i(P_i) + \sum_{i=1}^m T_i \cdot h_i(T_i) \quad (3.1)$$

sujeto a las restricciones,

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n P_i &= DE \\ \sum_{i=1}^n r_i(P_i) + \sum_{j=1}^m T_j &\geq DT \\ 0 &\leq P_i \leq MAXP_i \\ 0 &\leq T_i \leq MAXT_i \end{aligned}$$

Donde,

- n es el número de microgeneradores.
- m es el número de generadores de calor auxiliares.
- \bar{P} es el vector de dimensión n correspondiente a los puntos de consigna de potencia activa.
- \bar{T} es el vector de dimensión m correspondiente a los puntos de consigna de generación de potencia calorífica.
- $C : R^{n+m} \rightarrow R$ es la función coste global a minimizar.
- $MAXP_i$ es el límite superior de generación de potencia activa de cada microgenerador.
- DE es la demanda eléctrica de la microrred, obtenida a través de la medida del intercambio de potencia con la red principal en la interconexión red principal-microrred.

- DT es la demanda térmica de la microrred, obtenida a través de datos de los controladores locales situados en puntos de consumo térmico.

Una vez planteado el problema, y teniendo en cuenta que la función $C(\bar{P}, \bar{T})$ es una función generalmente no lineal, ni cuadrática, el problema en su formulación es un problema no lineal con restricciones. Este problema es denominado en este trabajo como problema extendido.

3.2. Consideraciones de funcionamiento

A las consideraciones de funcionamiento expuestas en 2.2, en este nuevo escenario es necesario incorporar una nueva consideración en cuanto al funcionamiento de los generadores auxiliares de calor en instalaciones de cogeneración que a continuación se detalla.

- Las funciones de coste de generación de calor en equipos auxiliares h_i se considerarán tales que,

$$h_i(T_i) = cte \text{ con, } 0 \leq T_i \leq MAXT_i$$

Por tanto la solución a la función de reparto de calor $minqcost(S)$ se convertirá en una selección sucesiva de equipos hasta completar la demanda térmica, en orden de menor a mayor coste específico de generación. Por tanto, dicha selección podrá ser establecida y programada con antelación.

3.3. Solución propuesta

3.3.1. Función propuesta para reparto de niveles de generación de potencia activa

En este trabajo se propone una función para realizar el reparto de niveles de generación tanto de potencia activa como de potencia térmica a los equipos de producción de calor, la cual se evaluará con distintos algoritmos, comparándose los resultados obtenidos. La función tiene como objetivo fundamental asignar y enviar nuevos puntos de consigna de potencia activa y térmica a los distintos equipos generadores cada ciclo de ejecución completa de la misma. Para su realización es necesario completar las siguientes tareas (el diagrama de bloques funcionales se detalla en la figura 3.1):

1. Inicializar a cero los valores de los puntos de consigna de potencia activa y potencia térmica, así como de potencias térmicas útiles recuperadas

$$(P_1, \dots, P_i, \dots, P_n) = (0, \dots, 0, \dots, 0)$$

$$(T_1, \dots, T_i, \dots, T_m) = (0, \dots, 0, \dots, 0)$$

$$(Y_1, \dots, Y_i, \dots, Y_m) = (0, \dots, 0, \dots, 0)$$

2. Actualizar las demandas eléctrica DE y térmica DT de la microrred. Esta información se obtendrá, en el caso de la demanda eléctrica, mediante medida en la interconexión de la microrred con la red principal. Esta medida se realizará mediante equipos transformadores de medida tanto de tensión como de intensidad cuyas medidas serán procesadas por un equipo electrónico de medida de potencia en cuatro cuadrantes que generará y enviará al Controlador Central una señal analógica proporcional a la potencia activa demandada. En todos los casos los equipos necesarios son equipos comerciales genéricos. La demanda térmica se obtendrá de los distintos microcontroladores situados en los puntos de demanda mediante centralitas de medida de consumo térmico comerciales.
3. Comparar la demanda eléctrica con la suma de los límites de generación de potencia activa.

$$DE \begin{cases} \geq \\ \leq \end{cases} \sum_{i=1}^n MAXP_i$$

4. Asignar los valores máximos a cada microgenerador si la demanda es mayor o igual que la suma de máximos citada.

$$(P_1, \dots, P_i, \dots, P_n) = (MAXP_1, \dots, MAXP_i, \dots, MAXP_n)$$

5. Si la demanda es inferior, ejecutar un algoritmo de reparto con el objetivo de mínimo coste global de generación, incluyendo tanto generación eléctrica como térmica.
6. Actualizar los puntos de consigna de potencia activa con los nuevos valores calculados.

$$\overline{P}^* = (P_1^*, \dots, P_i^*, \dots, P_n^*)$$

7. Si la demanda térmica aún no ha sido cubierta por la recuperación de calor de los microgeneradores (cogeneración), entonces ejecutar la función *minqcost* de reparto de la demanda de calor que es necesario completar, entre los distintos generadores auxiliares de calor

$$minqcost \left(DT - \sum_{i=1}^n Y_i \right) \rightarrow (T_1^*, \dots, T_i^*, \dots, T_m^*)$$

8. Enviar los puntos de consigna calculados a los distintos microgeneradores y generadores de potencia térmica utilizando la infraestructura de comunicaciones que se disponga en cada caso.

$$\overline{P}^* = (P_1^*, \dots, P_i^*, \dots, P_n^*)$$

$$\overline{T}^* = (T_1^*, \dots, T_i^*, \dots, T_m^*)$$

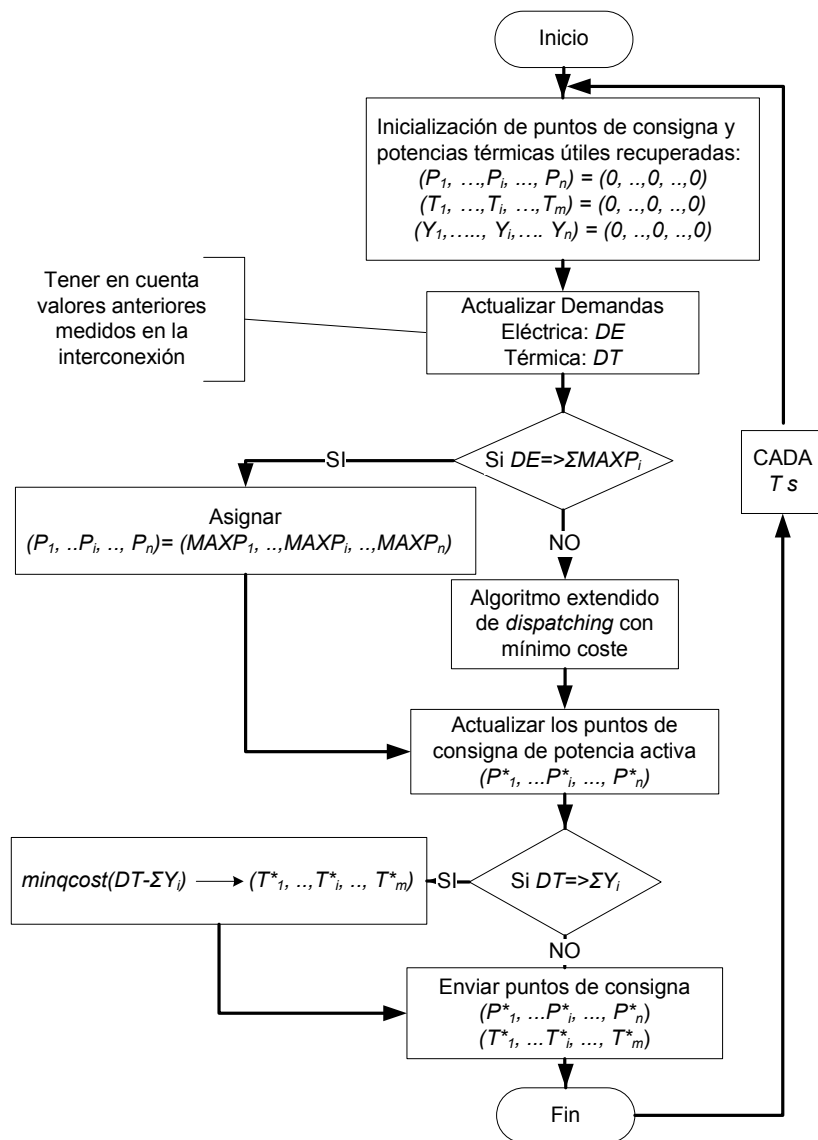


Figura 3.1: Función extendida de reparto de niveles de potencia activa

3.3.2. Nuevo Algoritmo Extendido para reparto de niveles de generación de potencia activa basado en funciones de coste de microgeneradores

El objetivo de este algoritmo es minimizar el coste de generación de la microrred utilizando, para ello, las funciones de coste específicas de cada elemento microgenerador.

El algoritmo, detallado en el diagrama de bloques funcional de la figura 3.2, implica la ejecución en cada ciclo (el máximo número de ciclos es el número de microgeneradores no renovables) de las siguientes tareas:

1. Comparar la demanda eléctrica no asignada con cero.

$$DE - \sum_{i=1}^n P_i \begin{matrix} \geq \\ \leq \end{matrix} 0$$

En caso de ser menor o igual el algoritmo finaliza.

2. En otro caso, para los microgeneradores m_i con nivel de potencia aún no asignado:

- a) Calcular los niveles de potencia más próximos a la demanda no asignada U_i (variable auxiliar) en las funciones de coste de forma que si,

$$\left(DE - \sum_{i=1}^n P_i \right) > MAXP_i,$$

entonces,

$$U_i = MAXP_i$$

en caso contrario,

$$U_i = \left(DE - \sum_{i=1}^n P_i \right)$$

- b) Para los microgeneradores en instalaciones de cogeneración adicionalmente,

- 1) Calcular los distintos valores de potencia térmica útil recuperada V_i (variable auxiliar)

$$V_i = \min \left[\left(DT - \sum_{i=1}^n Y_i \right), r_i(U_i) \right],$$

- 2) Obtener la distribución de calor alternativa (a la recuperación de calor) en los generadores auxiliares con el mínimo coste de combustible y medioambiental

$$\min_{cost}(V_i) \rightarrow (T_1, \dots, T_m),$$

- 3) Obtener la estimación del ahorro producido con la recuperación de calor (€/kWh)

$$Ahorro(U_i) = (1/U_i) \cdot \left(\sum_{j=1}^m h_j(T_j) \cdot T_j \right)$$

- c) Seleccionar un microgenerador m_k tal que,

$$[f_k(U_k) - Ahorro(U_i)] \text{ sea el MÍNIMO}$$

del conjunto de los microgeneradores con potencia aún no asignada.

3 Extensión del Algoritmo para gestión de generación de energía térmica

- d) Asignar nuevos valores de consiga de potencia activa y actualizar el calor útil recuperado en instalaciones de cogeneración,

$$P_k = U_k$$

$$Y_k = V_k$$

En la sección ?? se resuelven, a modo de ejemplo, problemas de reparto de niveles de potencia activa y potencia térmica en una microrred mediante la aplicación del Nuevo Algoritmo Extendido.

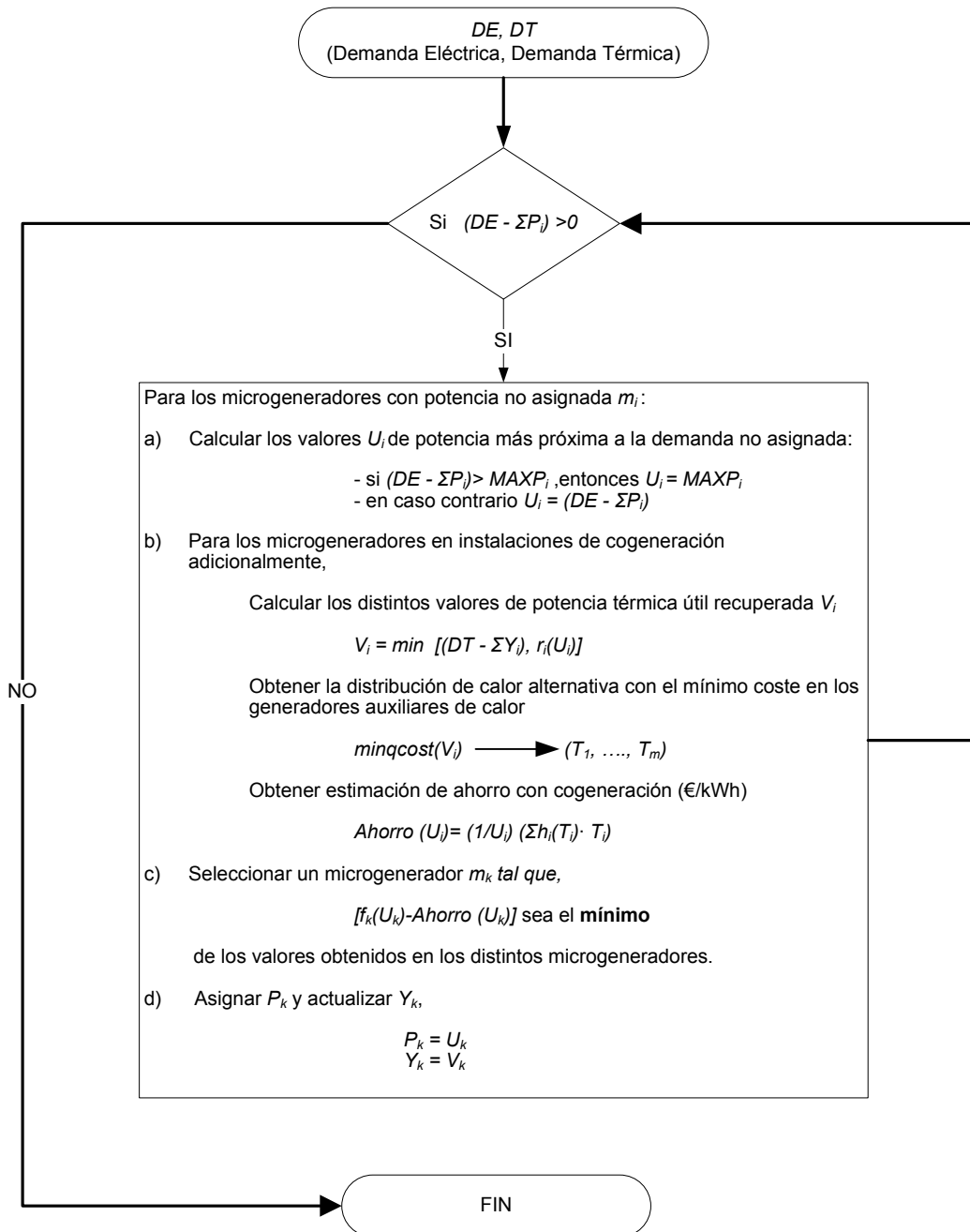


Figura 3.2: Nuevo Algoritmo Extendido basado en funciones de coste

4 Plataforma de simulación para evaluación de algoritmos

En este capítulo se presenta la plataforma de simulación que ha sido seleccionada para la realización de las pruebas de los distintos algoritmos, definiendo tipo de control (centralizado en este caso), así como tipos y características de los equipos de microgeneración. La citada plataforma ha sido modelada utilizando la herramienta Simulink de Matlab, e incluye el modelado de un Controlador Central de la microrred encargado de realizar el reparto de los niveles de generación y el modelado de los equipos microgeneradores no renovables. Para la realización de estos, han sido tenidos en cuenta sus características técnicas, modelos dinámicos y funciones de coste asociadas. En el Controlador Central, se han implementado las funciones de reparto tanto normal como extendida evaluándose por comparación en cada caso y en distintos escenarios los algoritmos MADS, SQP y el Nuevo Algoritmo.

4.1. Plataforma de simulación: descripción

En la figura ??, se muestra la plataforma de simulación que ha sido utilizada para las distintas pruebas realizadas en esta investigación. Para la definición de la plataforma se ha utilizado el concepto de microrred con control centralizado de la misma expuesto por el proyecto europeo de título *Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids* [EuropeanResearch02].

4.1.1. Equipos de control

En este trabajo, se propone un sistema de control centralizado (ver figura ??) donde un equipo *master* o Controlador Central es encargado de realizar una gestión coordinada de la microrred, utilizando para ello los distintos equipos Controladores Locales ubicados tanto en los puntos de consumo como en los puntos de generación, denominados Controladores Locales de Carga y Controladores Locales de Microgenerador, respectivamente. Asimismo, cada equipo microgenerador dispone de un controlador, que hemos denominado Controlador de Máquina, que es suministrado por su fabricante y que controla sus parámetros básicos (tanto mecánicos como eléctricos) de funcionamiento.

A continuación, se describen las funcionalidades básicas de los equipos: Controlador Central, Controlador Local de Microgenerador y Controlador de Máquina. La descripción exhaustiva de las funcionalidades del Controlador Local de Carga, relacionado con la gestión de la demanda eléctrica no son objeto de estudio.

Definición 17 (Controlador Central) *El Controlador Central está situado en la interconexión con la red principal y es el encargado de realizar de manera coordinada la gestión y operación de los distintos elementos tanto de generación como de consumo de la microrred.*

Este trabajo, pretende realizar un primer paso hacia la simplificación de este equipo, permitiendo que las tareas del Controlador Central puedan realizarse en un microcontrolador de bajas prestaciones. En esta investigación se implementará, en un entorno de simulación, la función de reparto de niveles de potencia activa diseñada y será evaluada utilizando distintos algoritmos: Nuevo Algoritmo basado en funciones de coste, MADS y SQP.

Definición 18 (Controlador Local de Microgenerador) *El Controlador Local de Microgenerador está integrado en el circuito de control de cada microgenerador y recibe órdenes y consignas de funcionamiento del Controlador Central. Efectúa, asimismo, el control final sobre el microgenerador, para lo cual es necesario que se comunique con el Controlador de Máquina de cada equipo.*

Definición 19 (Controlador de Máquina) *El Controlador de Máquina es un equipo suministrado por el fabricante de cada microgenerador que controla la operación de funcionamiento de los elementos de generación, tanto de potencia mecánica como eléctrica (generador síncrono o inversor).*

A continuación, se describen las funcionalidades básicas que se deben implementar en el Controlador Local de Microgenerador (en el caso de los microgeneradores no renovables) para realizar el control de potencia activa generada, con objeto de adecuarse al diseño de sistema de gestión centralizado propuesto en el presente trabajo. El fabricante del microgenerador suele implementar algunas de las funcionalidades que se citarán en el Controlador de Máquina, mejorando así el diseño global del sistema en cuanto a costes y simplicidad.

- Control de inversores en modo P-Q: En determinados microgeneradores es necesario controlar tanto los equipos primarios de generación de potencia mecánica como el inversor que será configurado para su funcionamiento en modo P-Q. Los inversores controlados en modo P-Q generan toda la potencia disponible a su entrada. Por tanto, en este caso y para las fuentes no-renovables, el punto de consigna de potencia activa enviado por el Controlador Central es retransmitido al equipo Controlador Local de Microgenerador y desde éste al Controlador de Máquina, que ajustará el consumo de combustible y los distintos parámetros de funcionamiento de la máquina para lograr el nuevo punto de generación.
- Control de generadores síncronos mediante control P-Q y f-U: Al igual que en el caso anterior, los generadores síncronos se controlan en modo P-Q en caso de que estén conectados a la red. En este caso, el punto de consigna de potencia activa es enviado desde el Controlador Central al Controlador Local de Microgenerador y retransmitida por este al Controlador de Máquina. Asimismo, el punto de consigna de potencia reactiva se ajusta a cero en el Controlador Local de Microgenerador. En caso de funcionamiento en isla, el control será tipo f-U, gestionado directamente desde el Controlador de Microgenerador a partir de una consigna de frecuencia generada internamente en el mismo.

En ambos casos, es posible minimizar el intercambio de potencia reactiva con la red principal, mediante medida de la misma en la interconexión y la generación de consignas de potencia reactiva para cada microgenerador por parte del Controlador Central, que tengan en cuenta los niveles de potencia activa asignados. Ambas señales se podrán enviar a los Controladores Locales (y desde estos a los Controladores de Máquina) utilizando la infraestructura de comunicaciones existente en cada caso.

- Control de arranque: Esta funcionalidad limita el punto de consigna enviado por el Controlador Central a los distintos microgeneradores no renovables durante el arranque en frío de los mismos, protegiéndolos de posibles problemas mecánicos derivados, así como de combustiones deficientes (aumento de la emisión de contaminantes).

Para el caso desconectado de la red principal o funcionamiento en isla, el principal objetivo del control es la corrección de las desviaciones de frecuencia. La estrategia propuesta, pero no testada en este trabajo, es la estudiada en [Lopes06]: el funcionamiento en modo único maestro o, según los autores, *Single Master*. En este caso, se usa un microgenerador con una máquina síncrona (o un inversor controlado en modo VSI) para regular las desviaciones de tensión y frecuencia en funcionamiento modo isla, mientras los otros inversores continúan su operación en modo P-Q. En los distintos equipos Controlador de Microgenerador se realiza un ajuste de los valores de potencia a partir de la consigna de frecuencia enviada desde el Controlador Central.

4.1.2. Equipos de microgeneración

Se enumeran a continuación las características principales de los equipos utilizados para realizar las pruebas en la plataforma.

1. Generador diésel. El generador diésel que se ha seleccionado corresponde con un producto combinado motor diésel-generador síncrono con las siguientes características:

Características generales

- Fabricante (empaquetador): Generator Joe
- Modelo: 20 NY.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Potencia nominal: 15 kW (en funcionamiento continuo).

Motor

- Fabricante: Yanmar.
- Modelo: 4TNV88 (marino).
- Velocidad: 1500 rpm.
- Combustible: Diésel.

Generador

- Fabricante: Marathon.
- Tipo: Síncrono

- Número de polos: 4

El resto de características se pueden obtener en [GENJ09].

2. Microturbina. La microturbina que se ha seleccionado corresponde con un producto comercial con las siguientes características:

- Fabricante: Capstone.
- Modelo: C30.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Potencia nominal: 30 kW(condiciones ISO:15°C, altitud a nivel de mar).
- Calor disponible en instalaciones de cogeneración: 85 kW (a potencia nominal, condiciones ISO)
- Combustible:Gas Natural.

El resto de características se pueden obtener en [CAP09].

3. Pila de combustible. La pila de combustible se ha seleccionado del tipo de intercambio protónico (*proton exchange membrane, PEM*); en concreto, la unidad instalada en el Virginia Tech, que ha sido estudiada en numerosas publicaciones [Gurski02] .

- Modelo: Prototipo instalado en laboratorio de Virginia Tech.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Potencia nominal: 50 kW (netos descontando consumo de equipos auxiliares).
- Combustible:Gas Natural.

4.2. Plataforma de simulación:modelización

Para simular el funcionamiento de la microrred se ha modelizado cada elemento de la plataforma de simulación y su sistema de control (ver figura 4.1). Esta modelización incluye la implementación de la funcionalidad de reparto de niveles de generación tanto eléctrica como térmica del Controlador Central, los modelos dinámicos de los microgeneradores no renovables (incluyendo equipos de control) y las funciones de coste asociadas a cada uno de ellos.

Tener en cuenta en este punto que la existencia de datos fiables, ha sido el punto clave para realizar la selección de los equipos de microturbina y pila de combustible que forman parte de la plataforma de simulación. Dichos microgeneradores, en el momento de realizarse el presente trabajo, son los equipos que cuentan con un mayor número de pruebas realizadas y documentación accesible tanto de comportamiento dinámico como de consumo de combustible (rendimiento energético). De esta manera se pueden realizar modelos de comportamiento fiables en cuanto a su dinámica y coste de funcionamiento asociado, no precisando esta investigación por tanto, simulaciones de análisis de sensibilidad en dichos aspectos.

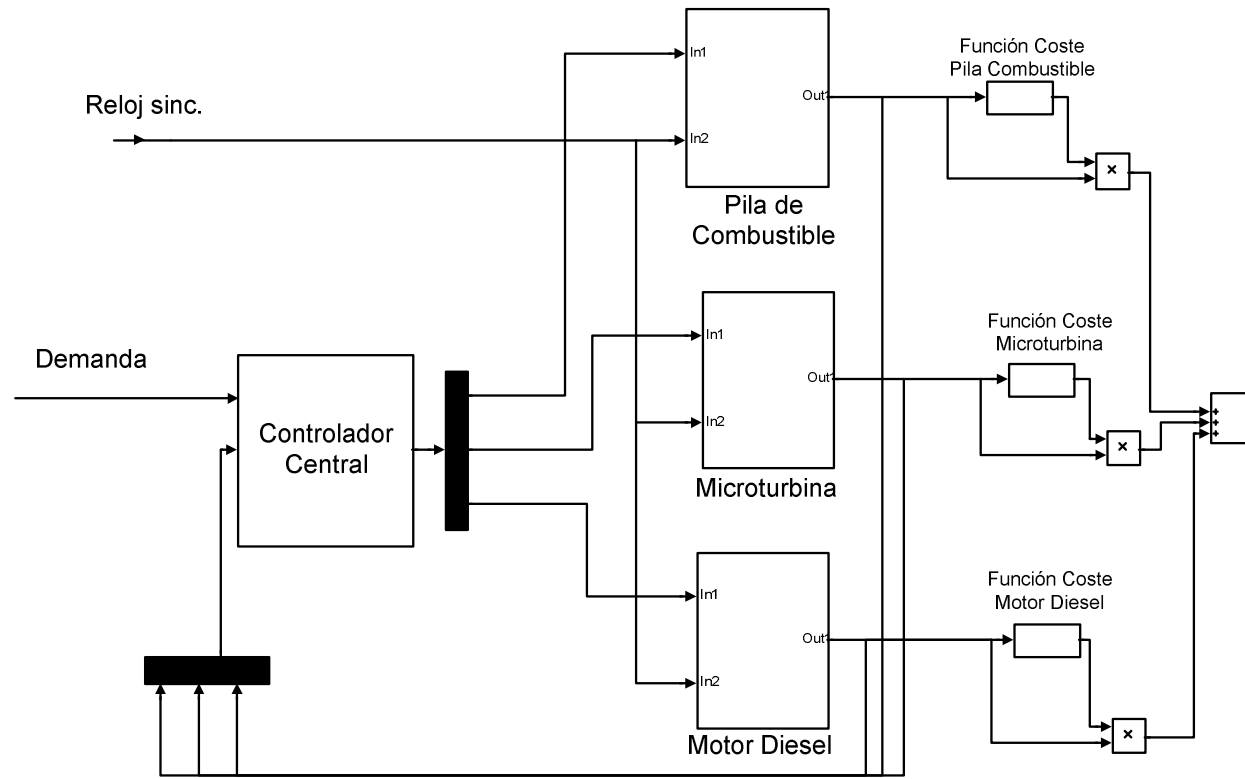


Figura 4.1: Modelización de la plataforma de simulación

4.2.1. Modelos dinámicos de los microgeneradores

La aproximación utilizada para modelizar el comportamiento dinámico de los microgeneradores ha sido la de sistemas de primer orden utilizada en las investigaciones [Lasseter09] y [Obara08]. Estos modelos tienen de forma general con las siguientes características:

- Están compuestos por dos sistemas de primer orden con dos constantes de tiempo distintas que representan: el arranque en frío del equipo microgenerador, y el funcionamiento en continuo del mismo una vez transcurrido el período de arranque.
- Representan la respuesta global de cada microgenerador a la consigna de potencia enviada desde el Controlador Central. Es decir, incluyen tanto la respuesta del equipo generador de energía (microturbina, pila de combustible o motor) como la respuesta de los equipos de control asociados: Controlador de Microgenerador y Controlador de Máquina.

Las distintas constantes de tiempo que han sido utilizadas se especifican en el cuadro 4.1. A continuación se justifican los valores utilizados.

1. Motor Diésel.

Para el modelo dinámico del motor diésel (ver figura 4.2), la constante de tiempo en funcionamiento continuo ha sido obtenida de [Palle07]. Para el arranque en frío el valor de la constante de tiempo ha sido ajustada según el valor aportado por [Lippert00] que tiene en cuenta la problemática del mismo en este caso en lo que respecta a combustión deficiente y emisiones nocivas producidas.

2. Microturbina.

Para el modelo dinámico de la microturbina (ver figura 4.3) las constantes de tiempo para el arranque en frío y funcionamiento continuo han sido obtenidas de las pruebas realizadas y publicadas en [Petrov05].

3. Pila de combustible.

Para el modelo dinámico de la pila de combustible (ver figura 4.4) las constantes de tiempo de tanto arranque en frío así como para el funcionamiento normal han sido obtenidas a partir de datos de las investigaciones [Gurski02]-[El Sharkh07]. Adicionalmente se ha tenido en cuenta la limitación de potencia que impone la necesidad de calentamiento gradual en este equipo, implementándose una función que reproduce esta circunstancia a partir de los datos de obtenidos de [Gurski02].

	Arranque en frío segundos	Funcionamiento continuo segundos
Motor Diésel	10	3
Microturbina	200	7
Pila de combustible	70	7

Cuadro 4.1: Constantes de tiempo en arranque y funcionamiento continuo.

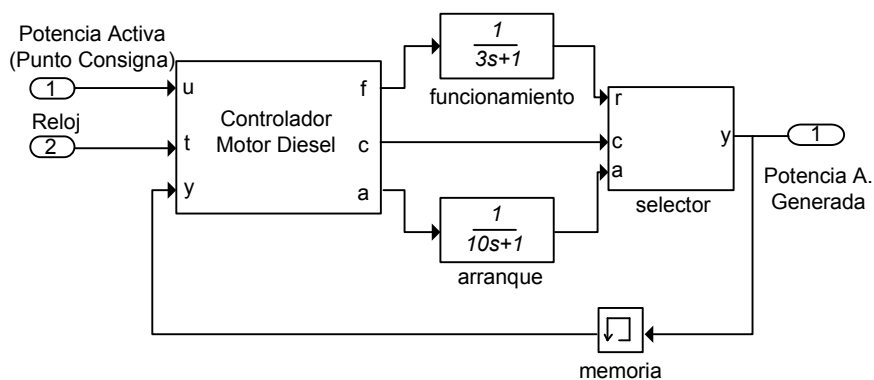


Figura 4.2: Modelo dinámico motor diésel

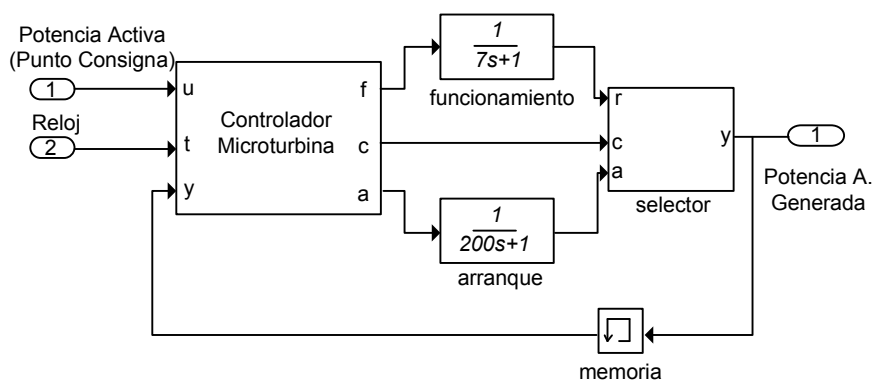


Figura 4.3: Modelo dinámico microturbina

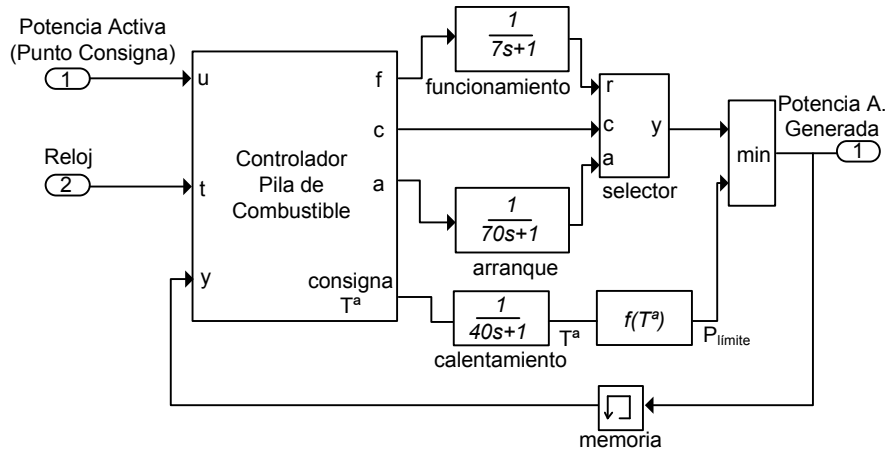


Figura 4.4: Modelo dinámico pila de combustible

4.2.2. Funciones de coste de los microgeneradores

Las funciones de coste de los distintos microgeneradores se obtendrán como suma de dos términos: función de coste de consumo de combustible $g(P)$ y función de coste por emisión de contaminantes $e(P)$.

$$f(P) = g(P) + e(P)$$

■ Funciones de coste por consumo de combustible.

A partir de los datos de consumo de combustible a distintos niveles de potencia y utilizando un ajuste por mínimos cuadrados, se obtiene una función continua $g(P)$ que en cada caso modeliza el coste de consumo de combustible por kWh eléctrico generado.

1. Motor Diésel. Los puntos de referencia de la función de coste unitario, que aparecen en la figura 4.5, se han obtenido a partir de los datos de consumo de combustible expresados en (l/h) en función de la potencia activa generada obtenidos del fabricante del motor diésel ([GENJ09]).

$$g(P) = (1/P) \cdot \text{Precio diésel} \cdot V \quad (4.1)$$

donde,

- $g(P)$ es el coste de consumo de combustible por kWh eléctrico generado (€/kWh).
 - P es la potencia activa generada por el motor diésel (kWe).
 - Precio diésel es el precio del combustible diésel (€/l). (Para este caso se ha tomado el valor de 1€/litro, en términos de energía 0,09 €/kWhdiésel).
 - V es el consumo de combustible (l/h) para distintos niveles de potencia generada según [GENJ09].
2. Microturbina. Los puntos de referencia de la función de coste unitario, representados en la figura 4.6, se han obtenido a partir de los datos de consumo de combustible

obtenidos del fabricante de la microturbina ([CAP09]) en condiciones ISO, expresados en (kW).

$$g(P) = (1/P) \cdot \text{Precio gas} \cdot V \quad (4.2)$$

donde,

- $g(P)$ es el coste de consumo de combustible por kWh eléctrico generado (€/kWh_e).
 - P es la potencia activa (kWe).
 - Precio gas es el precio del gas natural (€/kWh_{gas}). (Para este caso se ha tomado el valor de 0,012€/kWh_{gas}).
 - V es el consumo de potencia calorífica de combustible en kW_{gas} para distintos niveles de potencia generada según [CAP09].
3. Pila de combustible. Los puntos de referencia de consumo de la función de coste unitario, representada en la figura 4.7, se han obtenido a partir de los datos de eficiencia a distintos niveles de potencia activa obtenidos del fabricante a 90°C de temperatura interna de la pila. Esta temperatura corresponde con la temperatura normal de operación ([Gurski02]).

$$g(P) = (1/\eta_{micro}) \cdot \text{Precio gas} \quad (4.3)$$

donde,

- $g(P)$ es el coste de consumo de combustible por kWh eléctrico generado (€/kWh_e).
- η_{micro} es la eficiencia global de la pila de combustible (p.u.) para distintos niveles de potencia generada según [Gurski02].
- Precio Gas es el precio del gas natural (€/kWh_{gas}). (Para este caso se ha tomado el valor de 0,012€/kWh_{gas}).

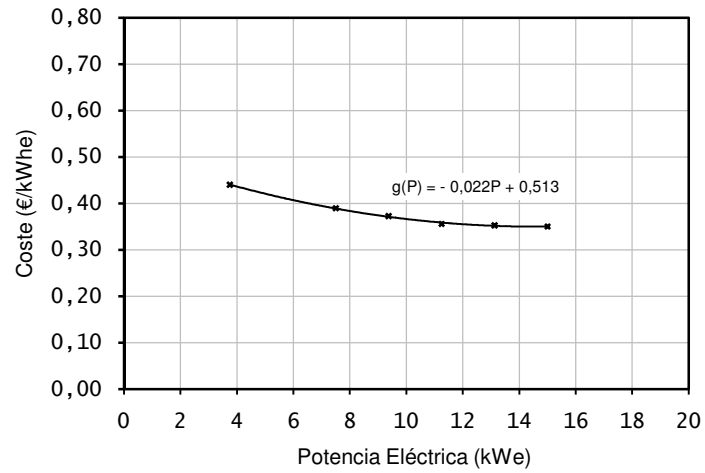


Figura 4.5: Función de coste de motor diésel.

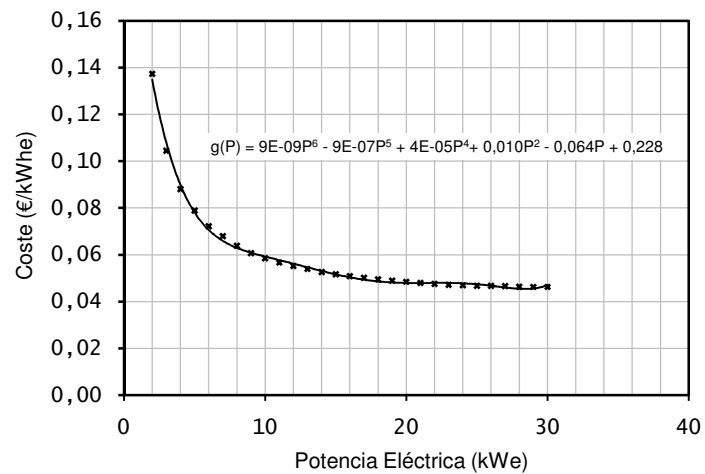


Figura 4.6: Función de coste de microturbina.

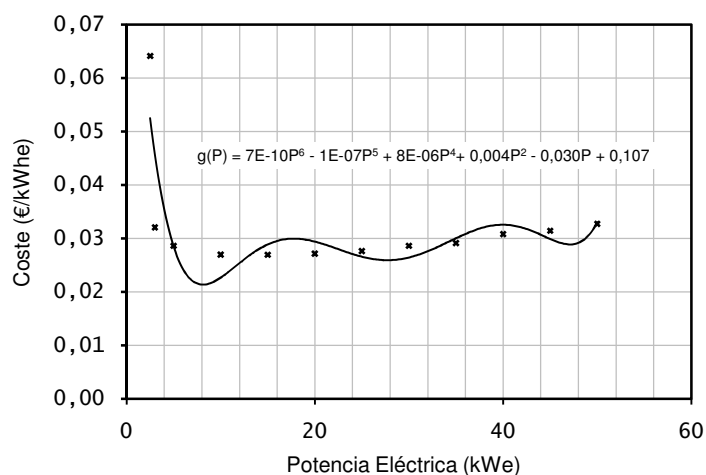


Figura 4.7: Función de coste de pila de combustible.

■ Funciones de coste por emisión de contaminantes.

Mediante estas funciones de coste se realiza una cuantificación económica del impacto medioambiental producido por las emisiones contaminantes para las distintas tecnologías de generación eléctrica no renovables empleadas en este trabajo. Dicha cuantificación se expresa en términos de coste por kWh eléctrico generado.

$$e(P) = \frac{\sum_{j=1}^n CE \cdot FE_j}{1000} \quad (4.4)$$

donde,

- $e(P)$ es el coste asociado a las emisiones contaminantes producidas por cada kWh eléctrico generado (€/kWh).
- n es el número de contaminantes.
- CE es el coste de emisión, o coste asociado a cada Kg de emisión contaminante producido (€/Kg). Este coste representa el valor de la inversión más los costes de funcionamiento de la tecnología necesaria para la eliminación de cada contaminante. Los valores utilizados en este trabajo corresponden a los publicados en la referencia [Roth04].
- FE es el factor de emisión, o emisión contaminante asociado a cada MWh de energía eléctrica generada (Kg/MWh). Los valores utilizados en este trabajo corresponden a los publicados en la referencia [RA02].

Los valores de coste de emisión (CE) y de factores de emisión (FE) utilizados se recogen en la cuadro 4.2.

4 Plataforma de simulación para evaluación de algoritmos

Tipo de Emisión	CE (€/Kg)	FE Motor diésel Kg/MWhe	FE Microturbina Kg/MWhe	FE Pila de combustible Kg/MWhe
CO ₂	0,026	649,412	723,786	488,873
NO _x	7,919	2,131	0,199	0,014
SO ₂	1,869	0,206	0,004	0,003

Cuadro 4.2: Costes de emisión y Factores de emisión.

Para las pruebas incluidas en este documento los precios (por kW de combustible) tanto del gas natural como del combustible diésel han sido considerados constantes. Se ha probado que variaciones en los citados precios en escenarios de mayor precio por KW de combustible del diésel frente al gas natural, no alteran ni los criterios de selección de microgeneradores ni los tiempos de ejecución de las distintas funciones de reparto de potencia activa, aspectos en los que se centra este trabajo. Esta situación, en lo que a precios de combustible se refiere, corresponde con la realidad en el mercado energético nacional durante los últimos años y con alta probabilidad con el futuro próximo dada la oferta, alto rendimiento y beneficios medioambientales del gas natural frente al combustible diésel.

5 Simulaciones

5.1. Evaluación del Nuevo Algoritmo

5.1.1. Metodología

En esta sección se evalúa el Nuevo Algoritmo diseñado comparándolo con los algoritmos de MADS y SQP. Dicha evaluación se realizará en base al análisis de los resultados obtenidos en simulaciones de funcionamiento de la microrred diseñada para distintos tipos de señal de demanda eléctrica, se ha utilizado para ello un equipo PC de CPU Intel core Duo, de 1,66 GHz y 2 GB de RAM.

Los resultados de las simulaciones realizadas se presentan en los siguientes tres apartados de esta sección correspondientes con distintos tipos de señales de demanda eléctrica:

- Señales de demanda eléctrica tipo escalón.
- Señales de demanda eléctrica tipo rampa.
- Señales de demanda eléctrica diaria.

Como ampliación de esta información, en el Apéndice B se presentan de forma gráfica y para los diferentes tipos de demanda eléctrica los resultados de :

- Demanda eléctrica frente a generación eléctrica de la microrred.
- Niveles de generación de potencia activa de los microgeneradores.
- Puntos de consigna de potencia activa enviados a los microgeneradores.

5.1.2. Evaluación con señales de demanda eléctrica tipo escalón

Para la evaluación ante señales de demanda eléctrica tipo escalón se ha diseñado una señal del citado tipo según la siguiente formulación:

$$w(t) = \begin{cases} 0 & \text{para } t \leq 300s \\ x \cdot P_{inst} & \text{para } 300 < t \leq 1800s \end{cases} \quad (5.1)$$

Donde,

- P_{inst} es la potencia instalada de generación en la microrred. En este caso 95 kW.
- x toma distintos valores para pruebas: 0,2; 0,4; 0,8 y 1.

Como se puede observar y comprobar en el cuadro 5.1 correspondiente a los resultados de ajuste a las distintas demandas eléctricas, los resultados obtenidos son idénticos en todos los casos para los tres algoritmos exceptuando el caso de $0,8 \cdot P_{inst}$ donde el Nuevo Algoritmo obtiene un ajuste ligeramente superior.

Asimismo, los valores de energía generada en cada caso por cada equipo microgenerador y en total (cuadro 5.2), los costes totales de generación, por consumo de combustible y por emisiones contaminantes obtenidos (cuadros 5.3, 5.5 y 5.4) no sufren apenas variación según se utilicen los distintos algoritmos. Únicamente en el caso $0,8 \cdot P_{inst}$, en el que el Nuevo Algoritmo obtiene un resultado de ajuste a demanda ligeramente mejor que MADS y SQP, se obtiene un coste por consumo de combustible y de emisiones contaminantes superior (por lo tanto un coste total mayor), debido a una mayor generación de energía y una ligeramente más deficiente selección de equipos desde el punto de vista del coste específico por consumo de combustible (ver cuadros 5.2, 5.6 y 5.7).

Respecto a los tiempos de ejecución, según se muestra gráficamente en la figura 5.1 y numéricamente en el cuadro 5.9, se observa que con el Nuevo Algoritmo diseñado se obtienen tiempos de ejecución considerablemente menores a MADS (41-81ms) y SQP (11-22ms). Los valores obtenidos con el Nuevo Algoritmo son en todos los casos de 0,1 ms. Por otro lado, se debe destacar que utilizando MADS los tiempos medios de ejecución aumentan considerablemente en el caso de necesitar más de un microgenerador para completar el reparto de potencia necesario. Ver figuras 5.2 y 5.3 para los casos de escalones de valores $0,4 \cdot P_{inst}$ y P_{inst} .

5.1 Evaluación del Nuevo Algoritmo

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,979	0,979	0,932	0,944
SQP	0,979	0,979	0,931	0,944
N. Algoritmo	0,979	0,979	0,935	0,944

Cuadro 5.1: Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demandas eléctricas tipo escalón).

		$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
D.eléc.		7,943	15,886	31,772	39,715
MADS	PC	7,896	15,792	20,339	20,647
	MT	0	0	10,110	11,234
	MD	0	0	0	6,25
	Total	7,896	15,792	30,449	38,131
SQP	PC	7,896	15,792	20,121	20,647
	MT	0	0	10,311	11,234
	MD	0	0	0	6,25
	Total	7,896	15,792	30,432	38,131
N. Algoritmo	PC	7,896	15,792	20,85	20,647
	MT	0	0	9,84	11,234
	MD	0	0	0	6,25
	Total	7,896	15,792	30,69	38,131

Cuadro 5.2: Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda energética (kWh) (demandas eléctricas tipo escalón).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,313	0,678	1,483	4,019
SQP	0,313	0,678	1,476	4,019
N. Algoritmo	0,313	0,678	1,515	4,019

Cuadro 5.3: Coste total de generación (€) (demandas eléctricas tipo escalón).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,210	0,472	1,006	3,298
SQP	0,210	0,472	0,998	3,298
N. Algoritmo	0,210	0,472	1,036	3,298

Cuadro 5.4: Coste por consumo de combustible (€) (demandas eléctricas tipo escalón).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,103	0,206	0,477	0,721
SQP	0,103	0,206	0,478	0,721
N. Algoritmo	0,103	0,206	0,479	0,721

Cuadro 5.5: Coste por emisión de contaminantes (€) (demandas eléctricas tipo escalón).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,039	0,042	0,048	0,105
SQP	0,039	0,042	0,048	0,105
N. Algoritmo	0,039	0,042	0,049	0,105

Cuadro 5.6: Coste específico de generación (€/kWh) (demanda eléctrica tipo escalón).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,026	0,029	0,033	0,087
SQP	0,026	0,029	0,033	0,087
N. Algoritmo	0,026	0,029	0,034	0,087

Cuadro 5.7: Coste específico por consumo de combustible (€/kWh) (demanda eléctrica tipo escalón).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,013	0,013	0,015	0,018
SQP	0,013	0,013	0,015	0,018
N. Algoritmo	0,013	0,013	0,015	0,018

Cuadro 5.8: Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWh) (demandas eléctricas tipo escalón).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	41,2	42,1	87,1	81,4
SQP	22,3	27	21,3	11,2
N. Algoritmo	0,1	0,1	0,1	0,1

Cuadro 5.9: Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demandas eléctricas tipo escalón).

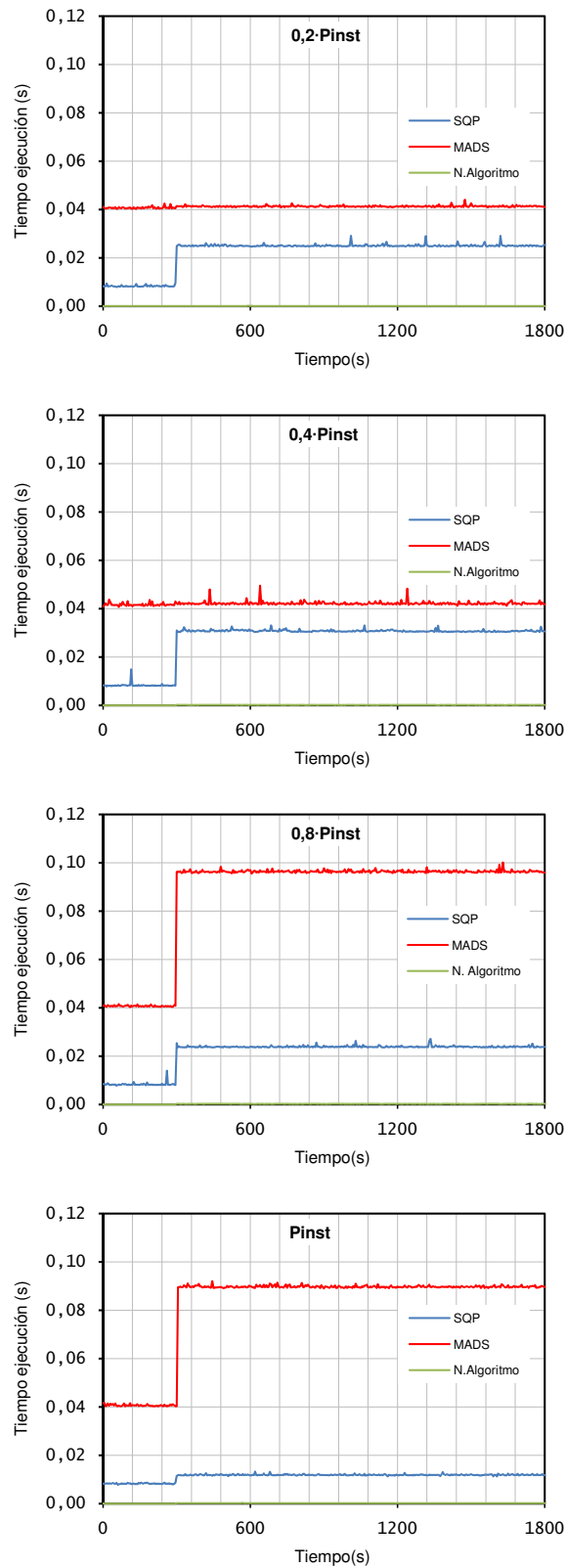


Figura 5.1: Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demandas eléctricas tipo escalón).

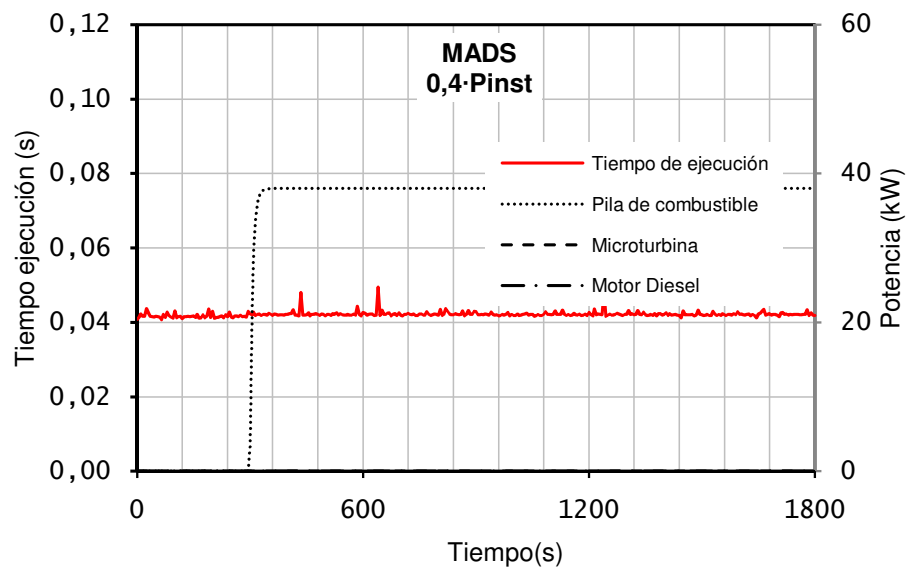


Figura 5.2: Tiempos de ejecución del algoritmo MADS frente a niveles de potencia activa (demanda eléctrica tipo escalón de valor $0,4 \cdot P_{inst}$).

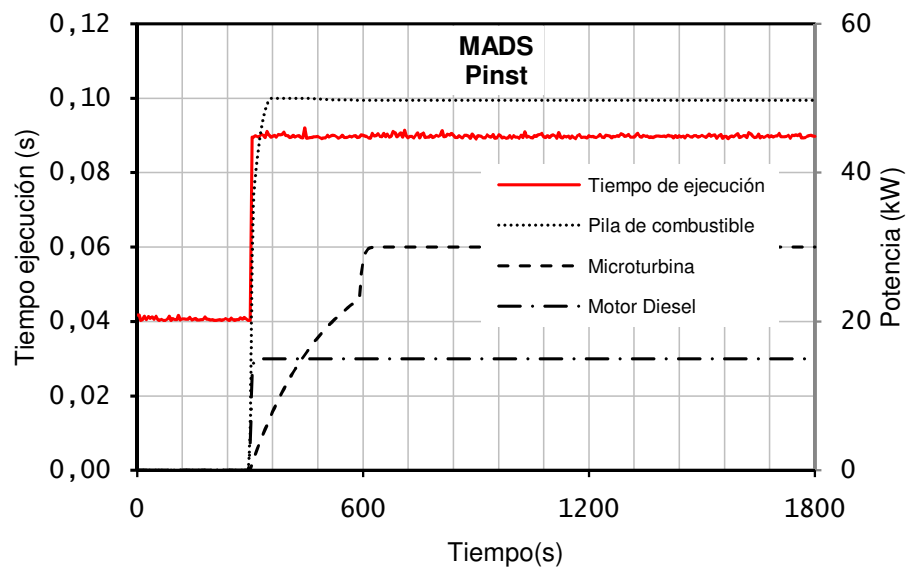


Figura 5.3: Tiempos de ejecución del algoritmo MADS frente a niveles de potencia activa (demanda eléctrica tipo escalón de valor P_{inst}).

5.1.3. Evaluación con señales de demanda eléctrica tipo rampa

Para la evaluación ante una demanda tipo rampa en un período de 30 minutos, se ha diseñado una señal según la siguiente formulación:

$$w(t) = \frac{P_{max}}{1800} \cdot t \quad \text{si } 0 \leq t \leq 1800s, \text{ con } P_{max} = x \cdot P_{inst} \quad (5.2)$$

Donde,

- P_{inst} es la potencia eléctrica instalada de generación en la microrred. En este caso 95kW.
- x toma distintos valores para pruebas: 0,2; 0,4; 0,8 y 1.

A partir de los resultados de ajuste a las demandas según el Coeficiente de correlación de Pearson (cuadro 5.10) se puede concluir que el ajuste de la demanda es muy similar para los distintos algoritmos. Únicamente con pequeñas diferencias utilizando SQP, se obtiene un mejor ajuste en los casos de potencia máxima demandada de $0,8 \cdot P_{inst}$ y P_{inst} .

Por otro lado, en las simulaciones realizadas se observa como en los casos de participación de más de un microgenerador los puntos de consigna y por tanto la generación obtenida de cada elemento es muy variable utilizando SQP (en mayor medida) y MADS (menor medida). Consecuentemente, las condiciones de funcionamiento de los microgeneradores son inestables, lo cual implica problemas tanto eléctricos como mecánicos que pueden reducir la disponibilidad de los mismos (ver figuras 5.4,5.5,5.6 y 5.7).

Respecto a los valores de generación de cada microgenerador así como los costes totales de generación, por consumo de combustible y por emisión de contaminantes, los resultados obtenidos aplicando los distintos algoritmos, sin ser exactamente idénticos son muy similares, no existiendo diferencias apreciables (ver cuadros 5.11, 5.12, 5.13 y 5.14). Únicamente reseñar que pese al mejor ajuste en los casos de potencia máxima demandada de $0,8 \cdot P_{inst}$ y P_{inst} por parte de SQP, los diferentes costes son superiores a los obtenidos con el Nuevo Algoritmo y MADS. La causa es una menor eficiencia en la selección de microgeneradores en el reparto de potencia en lo que a costes específicos se refiere (ver cuadros 5.15, 5.16, y 5.17).

Al igual que en las pruebas con señal tipo escalón, se verifica, en cuanto a los tiempos de ejecución, que utilizando el Nuevo Algoritmo se obtiene el menor de los tres. El orden de magnitud, en este caso del tiempo de ejecución es de décimas de milisegundo (en concreto 0,1 ms) y, por tanto, difícil de detectar por la función de medida de tiempos de la plataforma de simulación (ver cuadro 5.18). Adicionalmente, utilizando MADS se producen aumentos en los tiempos medios de ejecución progresivos según se incorporan nuevos microgeneradores al reparto de potencia activa.

Respecto al algoritmo SQP se ha detectado un incremento del tiempo de ejecución en los instantes de incorporar dos microgeneradores al reparto de potencia activa.

Se muestran como ejemplos de lo anteriormente expuesto datos obtenidos sobre las simulaciones con señal de valor máximo P_{inst} en las figuras 5.9 y 5.10.

5 Simulaciones

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,472	0,928	0,994	0,997
SQP	0,472	0,928	0,996	0,998
N. Algoritmo	0,472	0,928	0,993	0,997

Cuadro 5.10: Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demandas eléctricas tipo rampa).

		$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
D.eléc.		4,763	9,526	19,052	23,815
MADS	PC	6,697	10,272	16,763	18,320
	MT	0	0	2,555	4,997
	MD	0	0	0	0,631
	Total	6,697	10,272	19,318	23,948
SQP	PC	6,697	10,272	15,717	17,554
	MT	0	0	3,489	5,697
	MD	0	0	0	0,625
	Total	6,697	10,272	19,206	23,876
N. Algoritmo	PC	6,697	10,272	16,931	18,459
	MT	0	0	2,370	4,841
	MD	0	0	0	0,626
	Total	6,697	10,272	19,301	23,926

Cuadro 5.11: Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda energética (kWh) (demandas eléctricas tipo rampa).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,271	0,426	0,867	1,354
SQP	0,271	0,426	0,896	1,371
N. Algoritmo	0,271	0,426	0,872	1,357

Cuadro 5.12: Coste total de generación (€) (demandas eléctricas tipo rampa).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,185	0,293	0,598	0,995
SQP	0,185	0,293	0,621	1,006
N. Algoritmo	0,185	0,293	0,605	0,998

Cuadro 5.13: Coste por consumo de combustible (€)(demandas eléctricas tipo rampa).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,086	0,133	0,269	0,359
SQP	0,086	0,133	0,275	0,365
N. Algoritmo	0,086	0,133	0,267	0,359

Cuadro 5.14: Coste por emisión de contaminantes (€)(demandas eléctricas tipo rampa).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,040	0,041	0,044	0,056
SQP	0,040	0,041	0,046	0,057
N. Algoritmo	0,040	0,041	0,045	0,056

Cuadro 5.15: Coste específico de generación (€/kWh) (demandas eléctricas tipo rampa).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,028	0,029	0,031	0,042
SQP	0,028	0,029	0,032	0,042
N. Algoritmo	0,028	0,029	0,032	0,041

Cuadro 5.16: Coste específico por consumo de combustible (€/kWh) (demandas eléctricas tipo rampa).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	0,012	0,012	0,013	0,014
SQP	0,012	0,012	0,014	0,015
N. Algoritmo	0,012	0,012	0,013	0,015

Cuadro 5.17: Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWh) (demandas eléctricas tipo rampa).

	$0,2 \cdot P_{inst}$	$0,4 \cdot P_{inst}$	$0,8 \cdot P_{inst}$	P_{inst}
MADS	47,7	48,1	62,5	70,3
SQP	24,2	26,9	35,7	32,2
N. Algoritmo	0,1	0,1	0,1	0,1

Cuadro 5.18: Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demandas eléctricas tipo rampa).

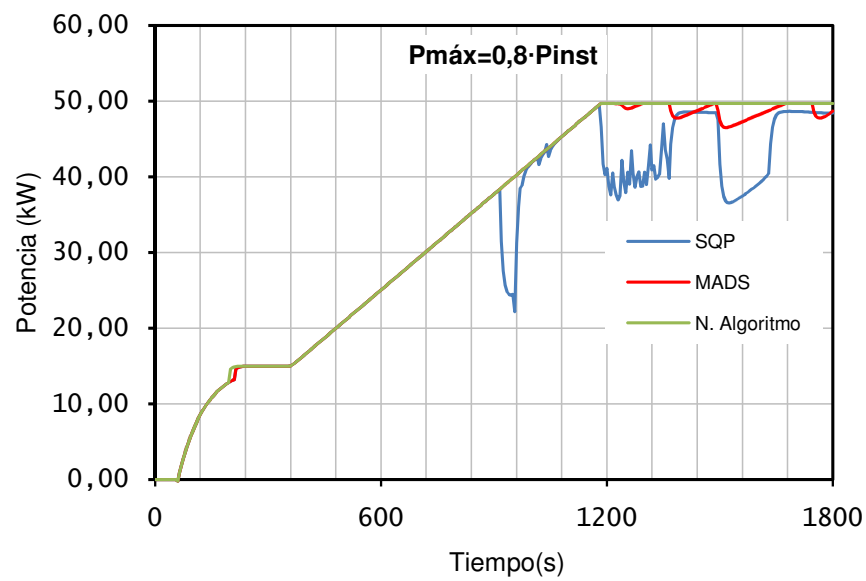


Figura 5.4: Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = 0,8 \cdot P_{inst}$).

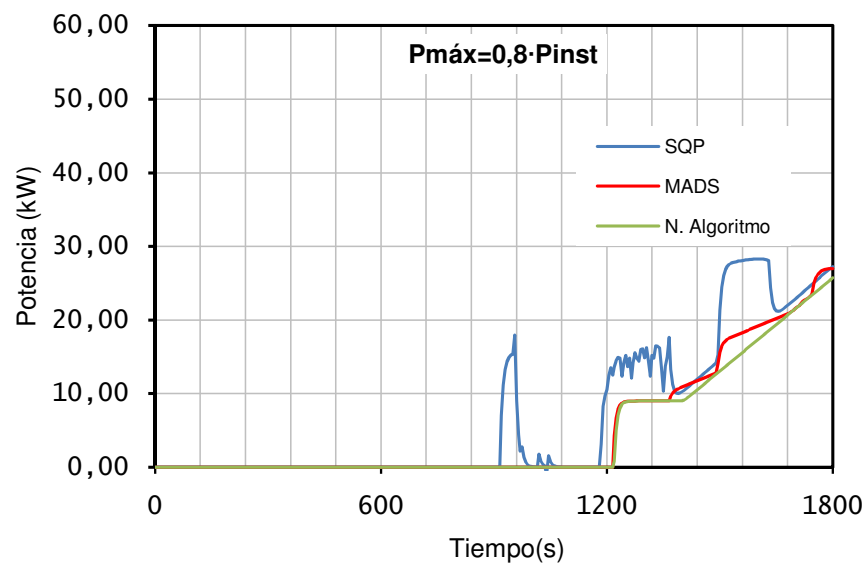


Figura 5.5: Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = 0,8 \cdot P_{inst}$).

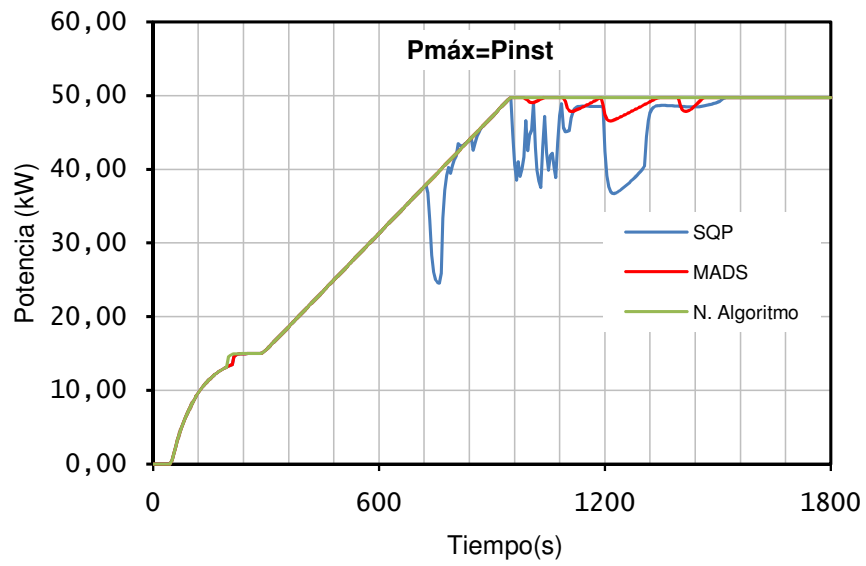


Figura 5.6: Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$).

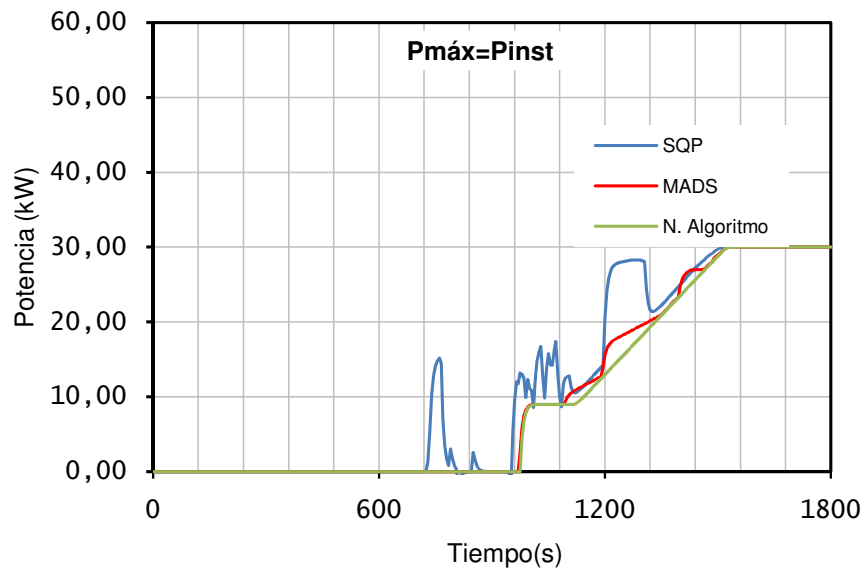


Figura 5.7: Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$).

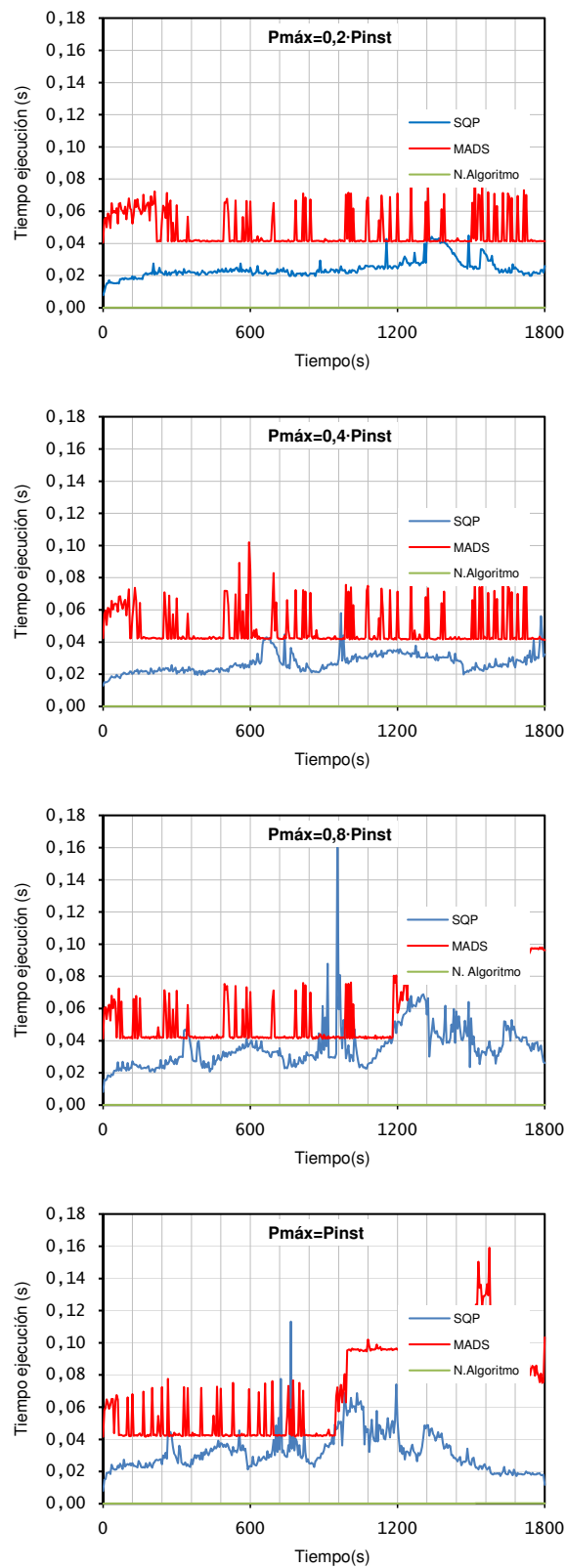


Figura 5.8: Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demandas eléctricas tipo rampa).

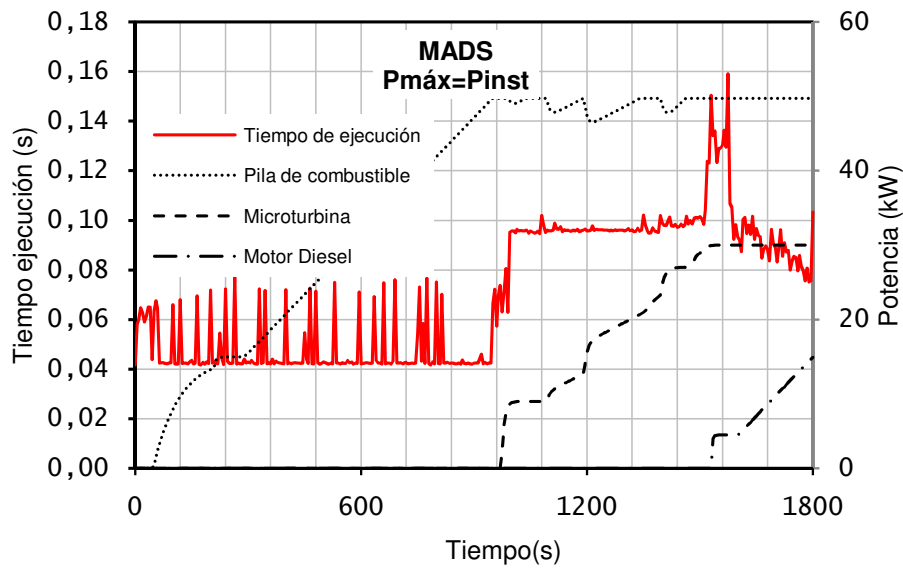


Figura 5.9: Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo MADS (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$).

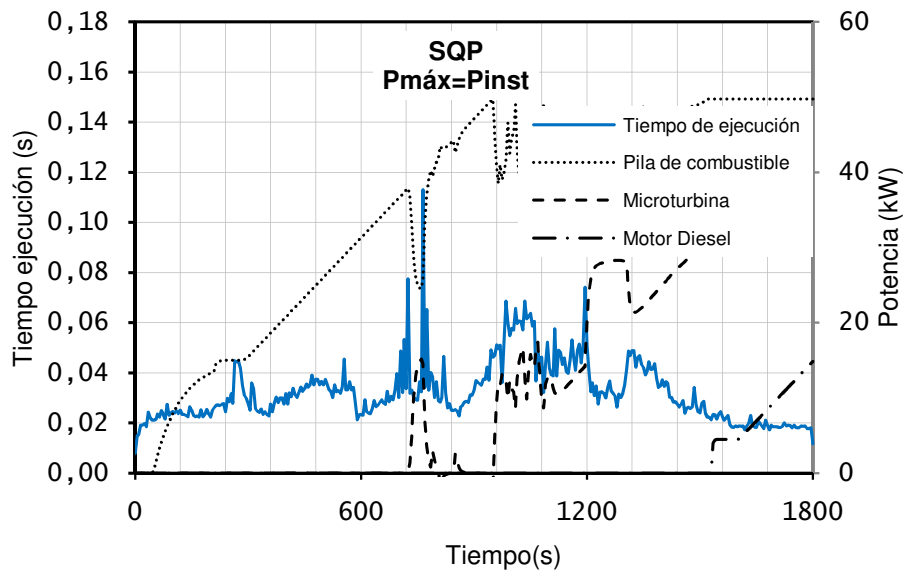


Figura 5.10: Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo SQP (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$).

5.1.4. Evaluación con señales de demanda eléctrica diaria

Las simulaciones realizadas en este apartado, se han realizado en los escenarios de demandas eléctricas diarias correspondientes a: 40, 80, 180 y 200 hogares. Dichas demandas, se han obtenido a partir de la de curva de consumo medio diario para un hogar español obtenida de la publicación Atlas Indel ([Indel98])(ver figura 5.11). En este punto se debe precisar que dicha curva de consumo medio diario fue obtenida a partir de los datos de consumo registrados en 1.500 hogares representativos de la población peninsular. En general este tipo de datos medios están sujetos numerosas variaciones en los distintos hogares españoles debido a factores que influyen en el consumo como: la temperatura, la laboralidad, factores socioeconómicos o zona climática donde se encuentra la vivienda.

En el cuadro 5.19, se presentan los resultados de la adecuación de la generación eléctrica a la demanda, que resultan ser idénticos en los casos de 40 y 80 hogares y con ligeras diferencias en los casos de 160 y 200 hogares. En estos casos, utilizando SQP se obtiene una pequeña mejora en cuanto a ajuste a la demanda por parte de la generación.

En lo que respecta a la generación eléctrica se debe destacar que la utilización del Nuevo Algoritmo implica una menor generación de energía en los casos de 40, 80 y 160 hogares (ver cuadro 5.20).

Asimismo en las pruebas realizadas se pone de manifiesto que la utilización de SQP (mayor medida) y MADS (menor medida) hace que se provoquen en los microgeneradores puntos de funcionamiento muy variables que pueden dar lugar a situaciones de inestabilidad y pérdidas de disponibilidad de los mismos (ver figuras 5.12, 5.13, 5.14 y 5.15).

Por otro lado, pese al mejor ajuste a la demanda en los casos de 160 y 200 habitantes de SQP frente al Nuevo Algoritmo, el reparto de niveles de potencia entre microgeneradores es menos eficiente en lo que se refiere a los costes específicos tanto por consumo de combustible como por emisión de contaminantes lo que implica (junto con una mayor generación total en el caso de 160 hogares) un mayor coste de ambos factores y total de funcionamiento (ver cuadros 5.24, 5.25 y 5.26). El Nuevo Algoritmo obtiene el menor coste en cuanto a emisión de contaminantes en los casos de 160 y 200 habitantes (ver cuadro 5.20).

Respecto a los tiempos de ejecución (ver figura 5.16 y cuadro 5.27), y al igual que en casos anteriores, la utilización del Nuevo Algoritmo presenta el mínimo valor, constante en todos los casos simulados (0,1 ms). El método MADS implica un mayor tiempo de ejecución que a su vez aumenta con el número de puntos de consigna (ver figura 5.17). Sin embargo, SQP muestra un perfil de tiempos más estable en torno a un valor, con incrementos en el momento de aumentar a dos el número de puntos de consigna con valor distinto a cero (ver figura 5.18).

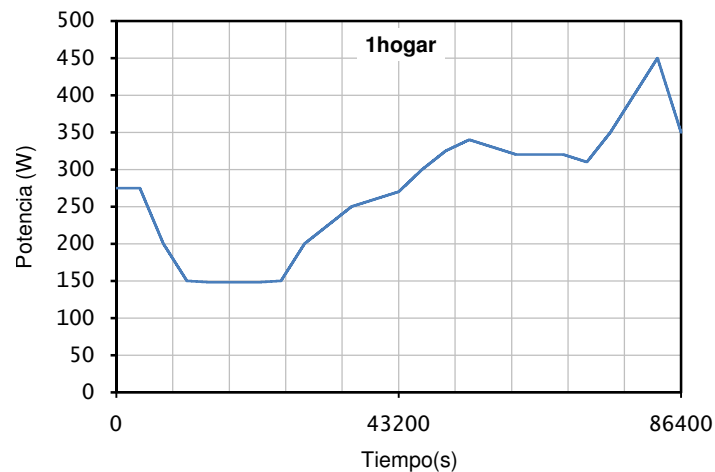


Figura 5.11: Curva de carga media diaria para un hogar

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	0,192	0,974	0,974	0,985
SQP	0,192	0,974	0,978	0,992
N. Algoritmo	0,192	0,974	0,972	0,984

Cuadro 5.19: Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demandas eléctricas diarias).

		40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
D.eléc.		260,007	520,154	1040,309	1300,387
MADS	PC	363,106	534,448	974,497	1050,379
	MT	0	0	81,325	253,945
	MD	0	0	0	8,606
	Total	363,106	534,448	1055,822	1312,93
SQP	PC	363,106	534,448	899,441	938,828
	MT	0,027	0	160,150	355,516
	MD	0	0	0	8,511
	Total	363,133	534,448	1059,591	1302,855
N. Algoritmo	PC	363,106	534,154	979,704	1070,455
	MT	0	0	75,604	231,452
	MD	0	0	0	8,513
	Total	363,106	534,154	1055,308	1310,42

Cuadro 5.20: Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda energética (kWh) (demandas eléctricas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	14,735	22,090	46,326	64,524
SQP	14,740	22,088	49,349	67,391
N. Algoritmo	14,735	22,090	46,543	64,646

Cuadro 5.21: Coste total de generación (€) (demandas eléctricas diarias.)

5 Simulaciones

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	10,011	15,137	31,966	45,314
SQP	10,016	15,135	34,339	47,531
N. Algoritmo	10,011	15,137	32,233	45,636

Cuadro 5.22: Coste por consumo de combustible (€)(demandas eléctricas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	4,724	6,953	14,36	19,21
SQP	4,724	6,953	15,01	19,86
N. Algoritmo	4,724	6,953	14,31	19,01

Cuadro 5.23: Coste por emisión de contaminantes (€)(demandas eléctricas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	0,04	0,04	0,043	0,049
SQP	0,04	0,04	0,046	0,051
N. Algoritmo	0,04	0,04	0,044	0,049

Cuadro 5.24: Coste específico de generación (€/kWh) (demandas eléctricas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	0,027	0,027	0,03	0,035
SQP	0,027	0,027	0,032	0,036
N. Algoritmo	0,027	0,027	0,031	0,035

Cuadro 5.25: Coste específico por consumo de combustible (€/kWh) (demandas eléctricas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	0,013	0,013	0,013	0,014
SQP	0,013	0,013	0,014	0,015
N. Algoritmo	0,013	0,013	0,013	0,014

Cuadro 5.26: Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWh) (demandas eléctricas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	44,306	44,328	61,775	162,2
SQP	24,577	28,266	39,599	36,371
N. Algoritmo	0,1	0,1	0,1	0,1

Cuadro 5.27: Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demandas eléctricas diarias).

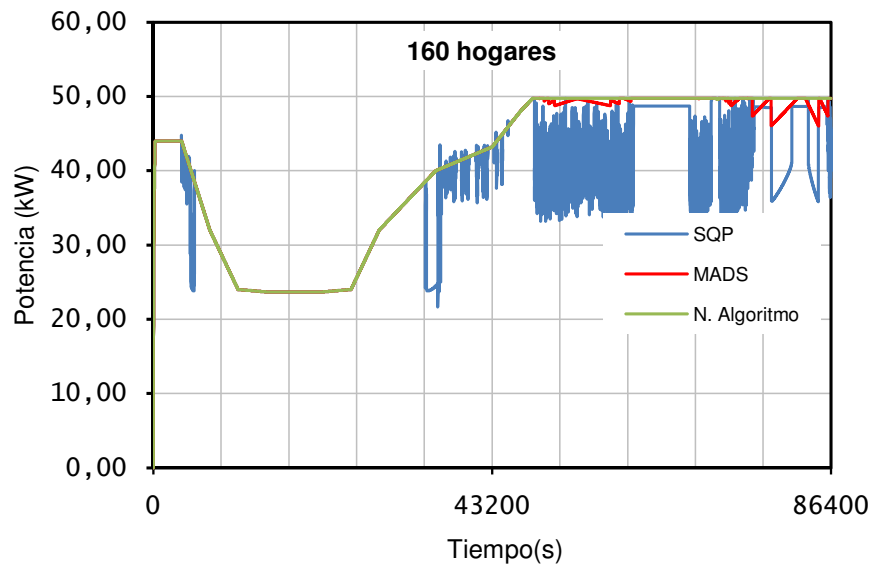


Figura 5.12: Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica diaria 160 hog.).

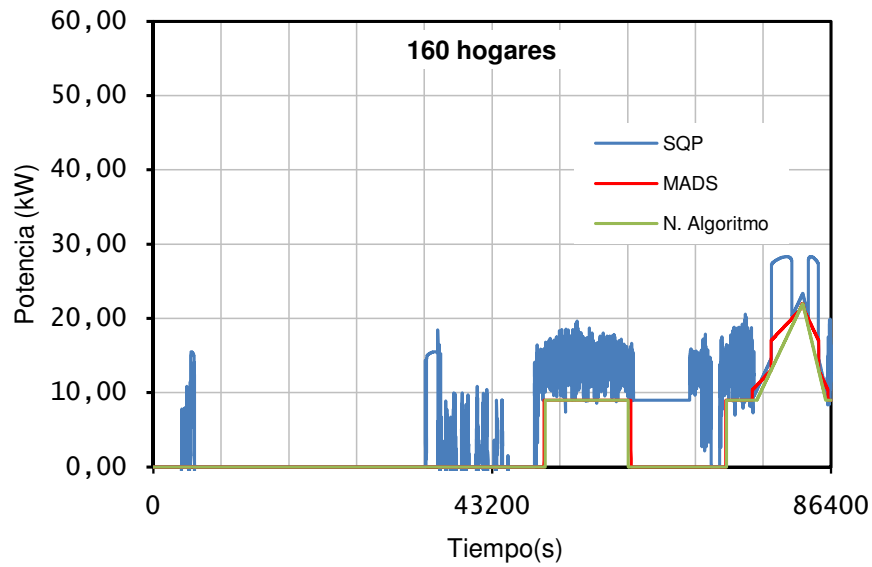


Figura 5.13: Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica diaria 160 hog.).

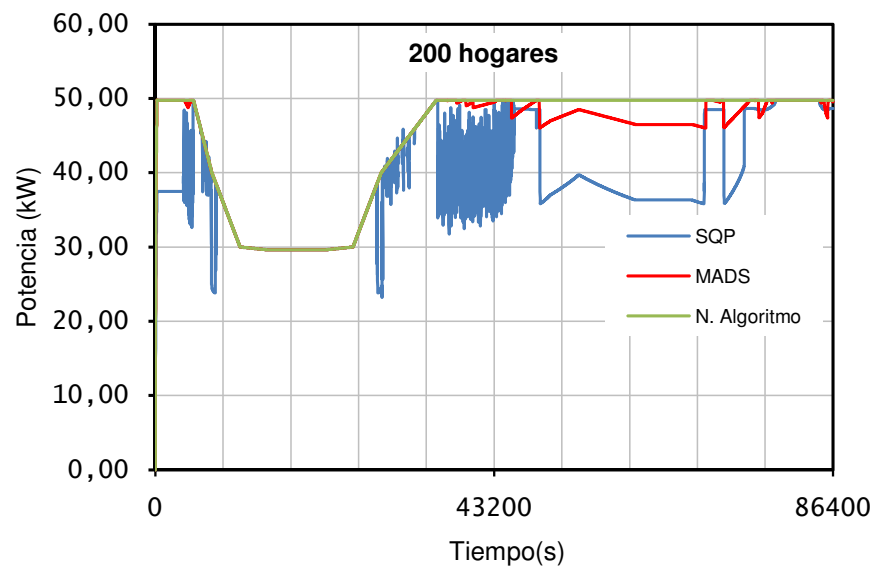


Figura 5.14: Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica diaria 200 hog.).

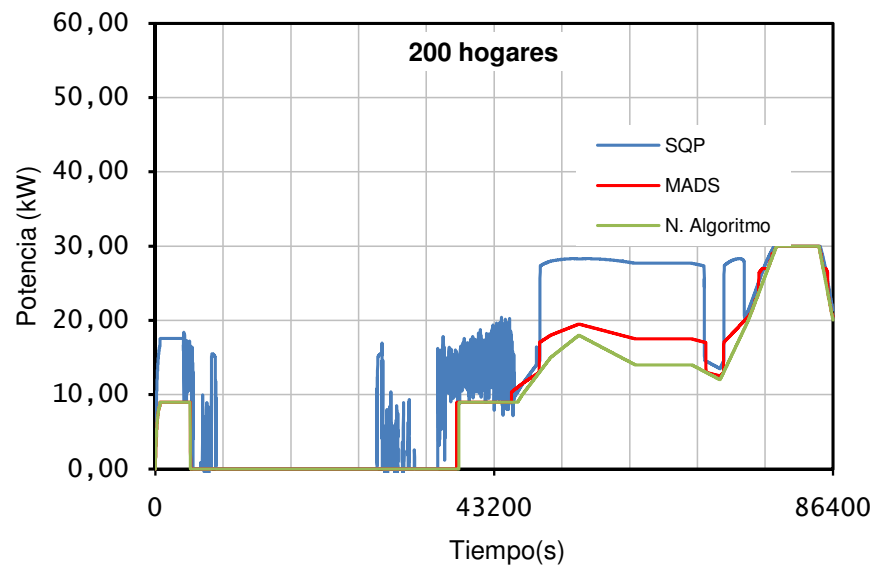


Figura 5.15: Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica diaria 200 hog.).

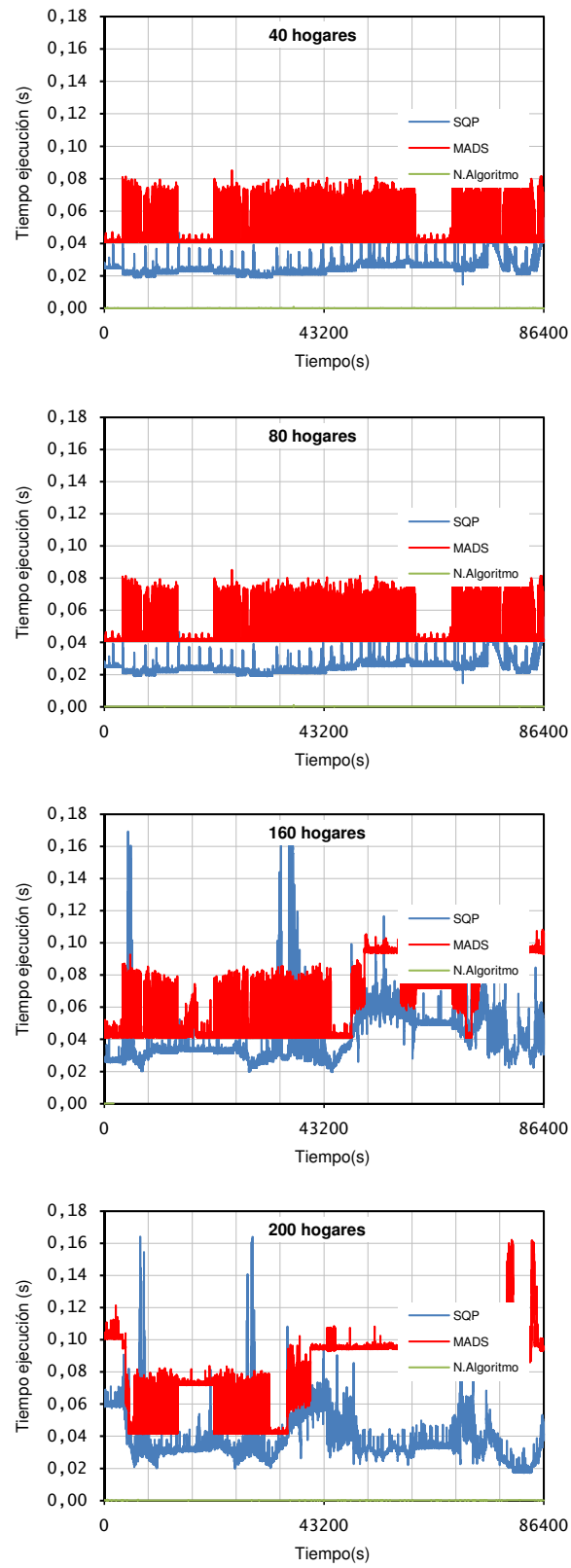


Figura 5.16: Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demandas eléctricas diarias).

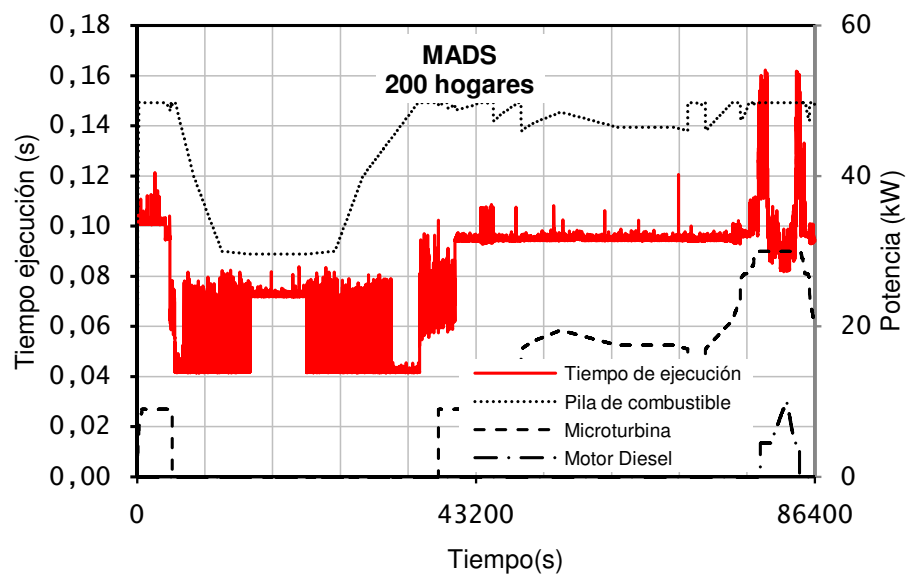


Figura 5.17: Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo MADS (demanda eléctrica diaria 200 hogares).

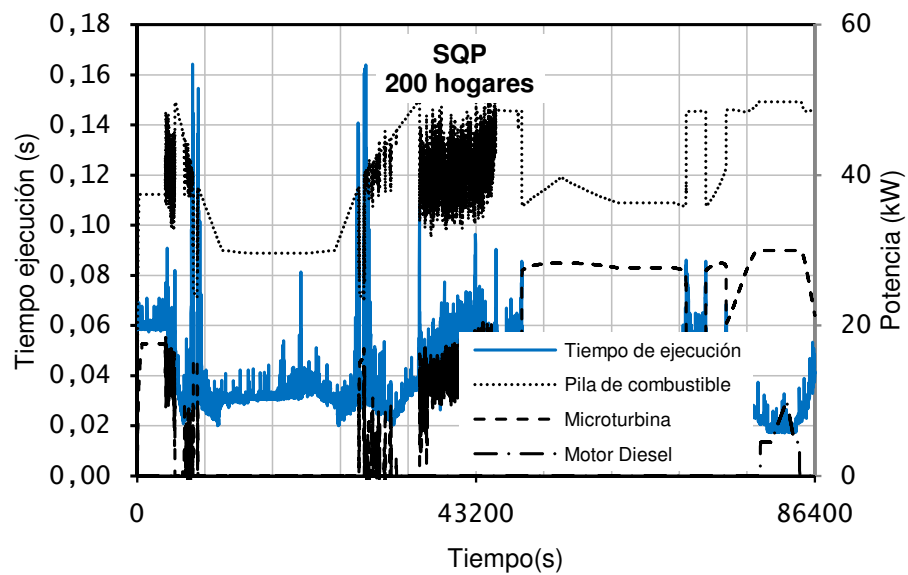


Figura 5.18: Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo SQP (demanda eléctrica diaria 200 hogares).

5.2. Evaluación del Nuevo Algoritmo Extendido

5.2.1. Metodología

Esta sección se plantea como una evaluación de algoritmos (SQP, MADS y Nuevo Algoritmo Extendido) como solución al problema formulado en el capítulo 3 que incluye el caso en el que determinados generadores no renovables formen parte de instalaciones de cogeneración. Dicha evaluación se realizará en base al análisis de los resultados obtenidos en simulaciones de funcionamiento de la microrred diseñada, para distintos tipos de señales de demanda eléctrica y térmica, utilizando para ello un equipo PC de CPU Intel core Duo, de 1,66 GHz y 2 GB de RAM.

Los generadores incluidos en instalaciones de cogeneración, gracias a la recuperación de calor que proporcionan asociada a su generación de potencia activa, contribuyen a la satisfacción de la demanda térmica interna de la microrred.

Es por esto, por lo que el problema inicial de reparto de niveles de generación de potencia activa entre generadores no renovables evoluciona desde una situación anterior en que no existe relación entre generación eléctrica y térmica hacia un escenario global desde el punto de vista energético (tiene en cuenta energía eléctrica y térmica).

Ante esta situación, para realizar el reparto de niveles de potencia activa óptimo se tomará como objetivo la minimización de los costes energéticos globales es decir, teniendo en cuenta tanto el coste de la generación de potencia eléctrica como el coste por generación de energía térmica. Esta energía, corresponderá a la energía no recuperada de instalaciones de cogeneración y será producida en instalaciones auxiliares por medio de generadores de calor convencionales.

La existencia o no de instalaciones de cogeneración en las microrredes en un futuro será en cada caso una decisión de análisis de rentabilidad de inversión en función de los distintos parámetros de producción y demanda energética.

En esta investigación se ha considerado una instalación de cogeneración con las siguientes características:

- La microturbina de gas de la plataforma de pruebas (Capstone, modelo C30) es el equipo de producción de energía eléctrica cuya energía térmica es recuperada. La potencia térmica que es posible recuperar tiene relación lineal con el nivel de potencia activa producida, con un valor máximo de 90kW térmicos.
- Se ha considerado una caldera de 90 kW térmicos de potencia como elemento microgenerador auxiliar para la adaptación de la generación térmica a la demanda.

T_{inst} es la denominación adoptada para la potencia térmica instalada, en este caso 90 kW térmicos.

Los resultados de las simulaciones realizadas se presentan los siguientes tres apartados de esta sección que se corresponden con distintos tipos de señales de demandas eléctricas y térmicas:

- Señal de demanda eléctrica tipo rampa y señales de demanda térmica tipo escalón.

- Señal de demanda eléctrica tipo rampa y señales de demanda térmica tipo rampa.
- Señales de demanda eléctrica y térmica diaria.

Adicionalmente, en el Apéndice B se presentan de forma gráfica los resultados de :

- Demanda eléctrica frente a generación eléctrica de la microrred.
- Niveles de generación de potencia activa de los microgeneradores.
- Puntos de consigna de potencia activa enviados a los microgeneradores.
- Demanda térmica frente a generación térmica de la microrred.
- Reparto de potencia térmica generada entre microgeneradores.

5.2.2. Evaluación con señal de demanda eléctrica tipo rampa y señales de demanda térmica tipo escalón

En este apartado las simulaciones se han realizado con la demanda eléctrica en forma de rampa de valor máximo la potencia eléctrica instalada de la microrred, con la formulación:

$$w(t) = \frac{P_{inst}}{1800} \cdot t \quad \text{si } 0 \leq t \leq 1800s \quad (5.3)$$

y distintas demandas térmicas tipo escalón:

$$w(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } t \leq 300s \\ x \cdot T_{inst} & \text{si } 300 < t \leq 1800s \end{cases} \quad (5.4)$$

Donde,

- T_{inst} es la potencia térmica instalada en la microrred. En este caso 90 kW térmicos.
- x toma distintos valores para pruebas: 0,2; 0,4; 0,8 y 1.

En cuanto a los resultados de ajuste a la demanda eléctrica se obtienen valores muy similares en todos los casos utilizando los distintos algoritmos (ver cuadro 5.28). Con una pequeña diferencia: SQP proporciona un mejor ajuste en todo los casos evaluados. Por otro lado, ha de destacarse que los valores obtenidos son en general inferiores a los obtenidos con la misma demanda eléctrica sin tener en cuenta la demanda térmica (ver cuadro 5.10).

Respecto a la generación eléctrica cabe destacar que la utilización del Nuevo Algoritmo Extendido implica la menor generación de energía eléctrica en todos los casos simulados (ver cuadro 5.29).

Asimismo, los puntos de consigna enviados a los distintos microgeneradores por el Controlador Central utilizando SQP y MADS hacen que estos funcionen con una menor estabilidad utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido para escalones de demanda de potencia térmica

de valores $0,2 \cdot T_{inst}$ y $0,4 \cdot T_{inst}$. Véanse las figuras 5.19 y 5.20 correspondientes al caso de demanda térmica de valor $0,2 \cdot T_{inst}$.

La cobertura de la demanda térmica, se consigue prácticamente en su totalidad en todos los casos (ver cuadro 5.30). En los casos de menor demanda térmica correspondiente a escalones de $0,2 \cdot T_{inst}$ y $0,4 \cdot T_{inst}$ la energía aportada por la caldera auxiliar es mayor utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido que utilizando MADS o SQP, tendencia que se invierte para valores de escalones de demanda térmica de $0,8 \cdot T_{inst}$ y T_{inst} , lo cual implica una mayor recuperación de calor.

En lo que respecta a costes totales de generación (eléctrica y térmica), se obtienen valores muy similares con los distintos algoritmos con alternancias respecto al algoritmo que proporciona el mínimo (ver cuadro 5.31). No obstante, hay que destacar que el coste por emisión de contaminantes, pese a que las diferencias son mínimas, es menor aplicando el Nuevo Algoritmo en todos los casos exceptuando el caso del escalón de valor $0,4 \cdot T_{inst}$ (ver cuadro 5.33). Esto es debido a que la utilización del Nuevo Algoritmo Extendido implica una menor generación de energía eléctrica y una prácticamente idéntica eficiencia en el reparto de niveles de potencia desde el punto de vista de las emisiones contaminantes frente a MADS y SQP (ver cuadros 5.29 y 5.36).

Los tiempos medios de ejecución utilizando MADS (89-170 ms) y SQP (35-50 ms) son más elevados que utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido que se mantiene constante en 0,1 ms en todos los casos al igual que en las pruebas sin recuperación de calor (ver cuadro 5.37 y figura 5.21). Asimismo, dichos tiempos medios de ejecución utilizando el método MADS, se incrementan notablemente, tanto con el incremento de demanda térmica como con el número de microgeneradores eléctricos utilizados en el reparto de niveles de potencia activa (ver figura 5.22).

5 Simulaciones

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,990	0,993	0,978	0,973
SQP	0,992	0,996	0,979	0,974
N. Algoritmo Extendido	0,985	0,971	0,973	0,973

Cuadro 5.28: Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

		$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
Demanda eléc.		23,816	23,816	23,816	23,816
MADS	PC	16,964	15,275	12,634	11,707
	MT	6,384	7,444	9,789	10,396
	MD	0,622	0,622	0,622	0,615
	Total	23,97	23,341	23,045	22,718
SQP	PC	17,390	16,089	12,537	11,899
	MT	6,027	6,839	9,898	10,283
	MD	0,617	0,617	0,617	0,617
	Total	24,034	23,545	23,052	22,799
N. Algoritmo Extendido	PC	18,438	12,142	11,574	11,574
	MT	3,629	10,010	10,522	10,522
	MD	0,617	0,617	0,617	0,617
	Total	22,684	22,769	22,713	22,713

Cuadro 5.29: Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda energética (kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

		$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
D.térm.		7,6	15,20	30,40	38
MADS	MT	19,318	20,273	26,468	27,744
	CAL	0,101	0,094	1,604	7,026
	%COB.	99,996	99,925	99,908	99,914
SQP	MT	18,02	21,543	26,698	27,506
	CAL	1,851	0,043	1,202	7,332
	%COB.	99,997	99,941	99,901	99,916
N. Algoritmo Extendido	MT	10,829	26,932	28,008	28,008
	CAL	3,475	0,700	0,892	6,747
	%COB.	99,998	99,968	99,909	99,914

Cuadro 5.30: Generación térmica de cada elemento y grado de cobertura de la demanda frente a demanda térmica (kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	1,410	1,410	1,489	1,610
SQP	1,449	1,408	1,476	1,613
N. Algoritmo Extendido	1,357	1,464	1,479	1,612

Cuadro 5.31: Coste total de generación (€) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

5.2 Evaluación del Nuevo Algoritmo Extendido

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	1,038	1,038	1,089	1,158
SQP	1,062	1,038	1,078	1,158
N. Algoritmo Extendido	0,991	1,074	1,084	1,162

Cuadro 5.32: Coste por consumo de combustible (€)(demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,372	0,372	0,400	0,452
SQP	0,387	0,370	0,398	0,455
N. Algoritmo Extendido	0,366	0,390	0,395	0,450

Cuadro 5.33: Coste por emisión de contaminantes (€)(demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,058	0,06	0,064	0,07
SQP	0,06	0,059	0,064	0,07
N. Algoritmo Extendido	0,059	0,064	0,065	0,070

Cuadro 5.34: Coste específico de generación (€/kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,043	0,045	0,047	0,051
SQP	0,044	0,044	0,047	0,051
N. Algoritmo Extendido	0,043	0,047	0,048	0,051

Cuadro 5.35: Coste específico por consumo de combustible (€/kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,015	0,015	0,017	0,019
SQP	0,016	0,015	0,017	0,019
N. Algoritmo Extendido	0,016	0,017	0,017	0,019

Cuadro 5.36: Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$80 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	89,4	94,4	170,6	166,9
SQP	36,8	35,3	46,1	39,9
N. Algoritmo	0,1	0,1	0,1	0,1

Cuadro 5.37: Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

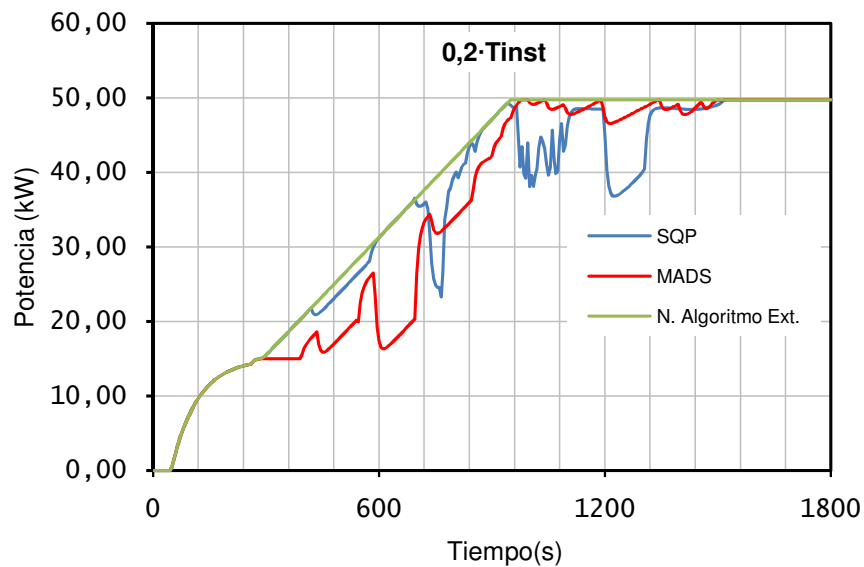


Figura 5.19: Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo escalón de valor $0,2 \cdot T_{inst}$).

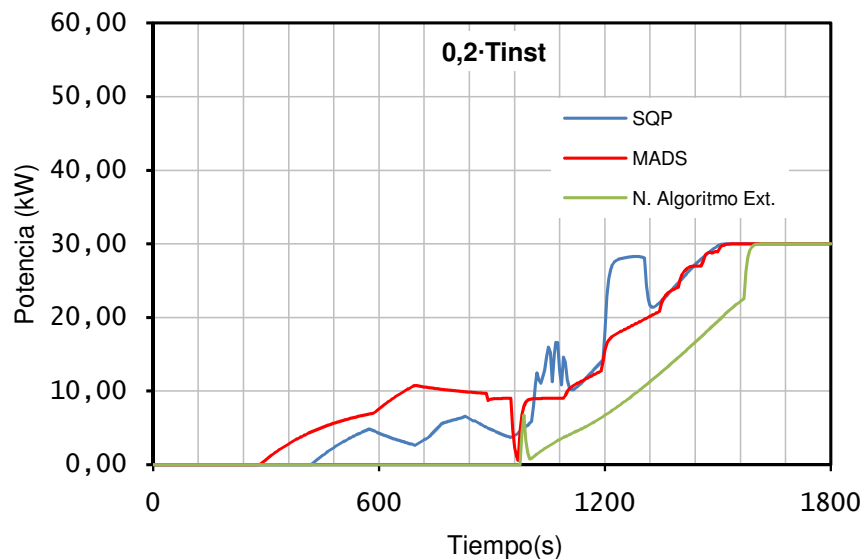


Figura 5.20: Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo escalón de valor $0,2 \cdot T_{inst}$).

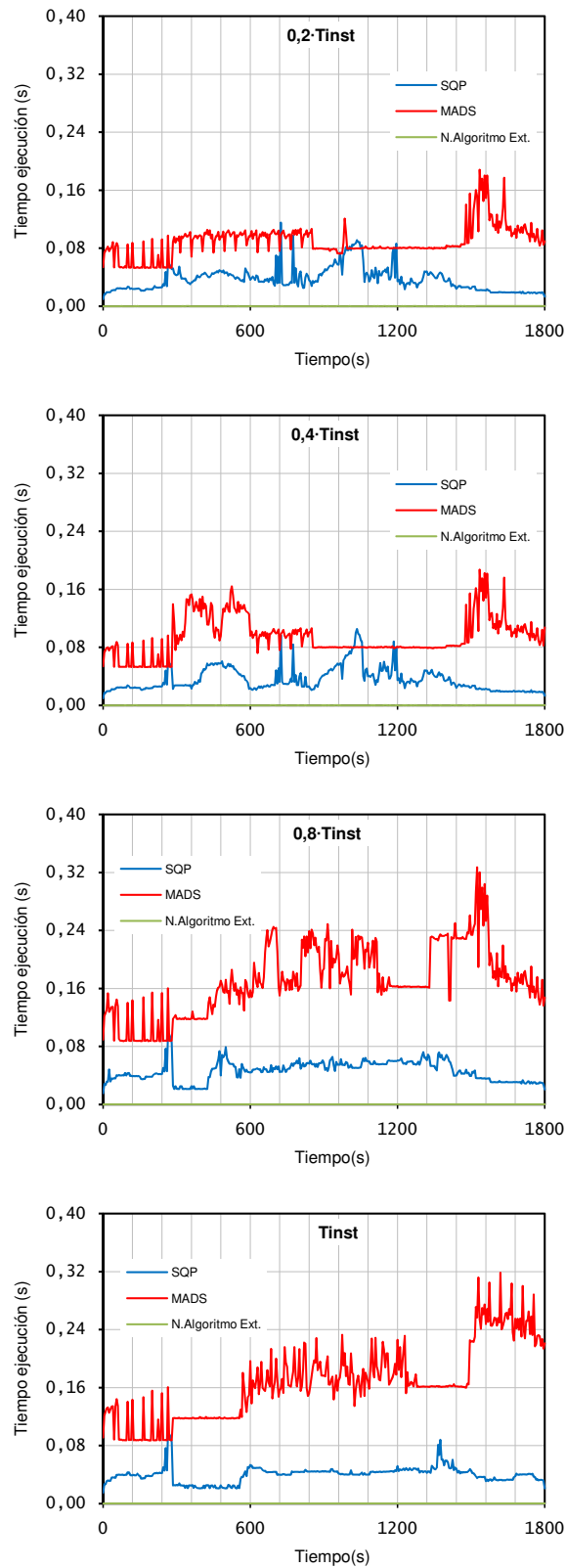


Figura 5.21: Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo escalón).

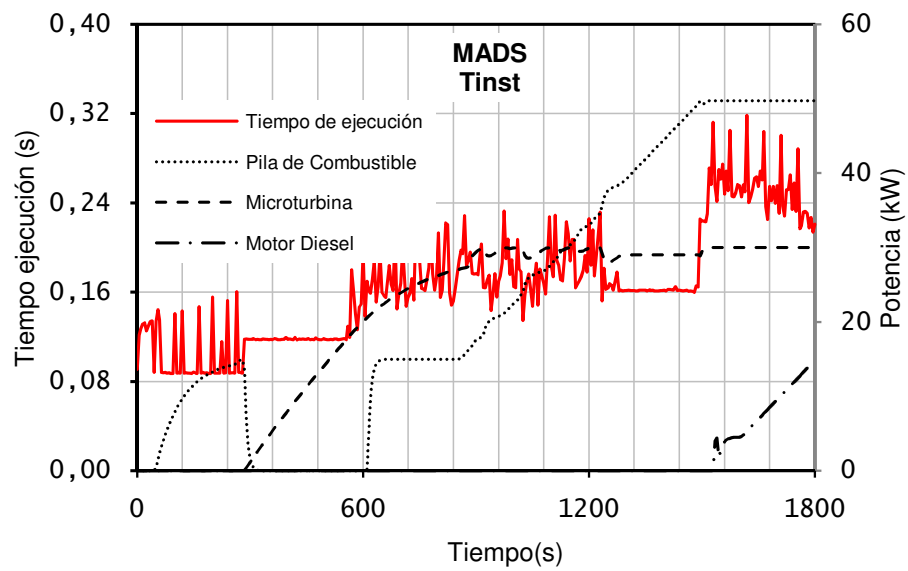


Figura 5.22: Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo MADS (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo escalón de valor T_{inst}).

5.2.3. Evaluación con señal de demanda eléctrica tipo rampa y señales de demanda térmica tipo rampa

En este apartado las simulaciones se han realizado con la demanda eléctrica en forma de rampa de valor máximo la potencia eléctrica instalada de la microrred, con la formulación:

$$w(t) = \frac{P_{inst}}{1800} \cdot t \quad \text{si } 0 \leq t \leq 1800s \quad (5.5)$$

y distintas demandas térmicas tipo rampa correspondientes a distintos valores máximos:

$$w(t) = \frac{T_{max}}{1800} \cdot t \quad \text{si } 0 \leq t \leq 1800s, \text{ con } T_{max} = x \cdot T_{inst} \quad (5.6)$$

Donde,

- T_{max} es la potencia máxima demandada por la microrred.
- T_{inst} es la potencia térmica instalada en la microrred. En este caso 90 kW.
- x toma distintos valores para pruebas: 0,2; 0,4; 0,8 y 1.

Los resultados obtenidos en cuanto al ajuste a la demanda eléctrica demuestran un comportamiento muy similar utilizando los distintos algoritmos. Con pequeñas diferencias, para valores de potencia térmica máxima demandada de $0,2 \cdot T_{inst}$ y $0,4 \cdot T_{inst}$, los resultados obtenidos utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido superan los resultados obtenidos con SQP y son próximos al mejor ajuste obtenido con MADS (ver cuadro 5.38). Sin embargo, para valores de potencia térmica máxima demandada de $0,8 \cdot T_{inst}$ y T_{inst} el ajuste obtenido más eficiente se obtiene con SQP.

Respecto a la generación eléctrica se destaca que la utilización del Nuevo Algoritmo Extendido implica la menor generación de energía eléctrica en los casos de potencia térmica máxima demandada de $0,4 \cdot T_{inst}$, $0,8 \cdot T_{inst}$ y T_{inst} (ver cuadro 5.39).

Asimismo, los puntos de consigna enviados a los distintos microgeneradores por el Controlador Central utilizando SQP y MADS hacen que estos funcionen con una menor estabilidad que utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido para demandas térmicas máximas de $0,2 \cdot T_{inst}$ y $0,4 \cdot T_{inst}$ (ver figuras 5.23 y 5.24).

Por otro lado, en lo que respecta a la cobertura térmica se completa en su totalidad en todos los casos, con muy ligeras diferencias entre algoritmos en lo que respecta a la utilización de la caldera auxiliar y recuperación térmica de la microturbina (ver cuadro 5.40).

Los costes totales de generación (eléctrica y térmica), así como los costes asociados a consumo de combustible y emisiones contaminantes, son muy similares en todos los casos independientemente del algoritmo utilizado, obteniendo el Nuevo Algoritmo Extendido el mínimo coste total en el caso de potencia térmica máxima demandada de $0,4 \cdot T_{inst}$ y el

mínimo coste de contaminantes en los casos de potencias térmicas máximas demandadas de $0,2 \cdot T_{inst}$ y $0,4 \cdot T_{inst}$. Estas circunstancias son debidas a que la utilización del Nuevo Algoritmo Extendido implica una menor energía eléctrica generada en estos casos.

Los tiempos medios de ejecución utilizando MADS (78-145 ms) y SQP (33-36 ms) son más elevados que utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido que se mantiene constante en 0,1 ms en todos los casos al igual que en las simulaciones realizadas sin recuperación de calor (ver cuadro 5.47 y figura 5.25). Asimismo, dichos tiempos medios de ejecución utilizando el método MADS se incrementan notablemente, tanto con el incremento de demanda térmica como con el número de microgeneradores eléctricos utilizados en el reparto de niveles de potencia activa (ver figura 5.26).

5.2 Evaluación del Nuevo Algoritmo Extendido

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,985	0,994	0,991	0,990
SQP	0,974	0,974	0,995	0,995
N. Algoritmo Extendido	0,985	0,985	0,944	0,965

Cuadro 5.38: Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

		$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
D.eléc.		23,816	23,816	23,816	23,816
MADS	PC	18,268	17,970	14,986	14,584
	MT	3,774	5,617	7,537	8,024
	MD	0,622	0,622	0,622	0,615
	Total	22,664	24,209	23,145	23,223
SQP	PC	17,460	17,501	14,986	15,681
	MT	4,822	4,812	7,537	7,117
	MD	0,617	0,617	0,622	0,617
	Total	22,899	22,93	23,145	23,415
N. Algoritmo Extendido	PC	18,438	15,439	15,439	14,106
	MT	3,629	3,629	6,302	7,757
	MD	0,617	0,617	0,617	0,617
	Total	22,684	19,685	22,358	22,48

Cuadro 5.39: Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda energética (kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

		$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
D.térm.		4,512	9,025	18,05	22,562
MADS	MT	11,153	16,074	21,448	22,742
	CAL	1,313	1,510	0,710	1,032
	%COB.	100	100	100	99,995
SQP	MT	14,308	14,286	18,692	20,528
	CAL	1,162	2,306	1,223	1,532
	%COB.	100	99,998	99,983	99,963
N. Algoritmo Extendido	MT	10,829	10,829	17,201	20,645
	CAL	1,327	2,661	4,199	3,713
	%COB.	100	99,993	99,986	99,990

Cuadro 5.40: Generación térmica de cada elemento y grado de cobertura de la demanda frente a demanda térmica (kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	1,300	1,419	1,421	1,446
SQP	1,348	1,374	1,423	1,442
N. Algoritmo Extendido	1,308	1,338	1,430	1,455

Cuadro 5.41: Coste total de generación (€) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,953	1,036	1,045	1,062
SQP	0,992	1,007	1,046	1,058
N. Algoritmo Extendido	0,962	0,98	1,041	1,058

Cuadro 5.42: Coste por consumo de combustible (€)(demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,347	0,383	0,376	0,384
SQP	0,356	0,367	0,377	0,384
N. Algoritmo Extendido	0,346	0,358	0,389	0,397

Cuadro 5.43: Coste por emisión de contaminantes (€)(demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,057	0,058	0,061	0,062
SQP	0,058	0,059	0,061	0,061
N. Algoritmo Extendido	0,057	0,067	0,063	0,064

Cuadro 5.44: Coste específico de generación (€/kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,042	0,043	0,045	0,046
SQP	0,043	0,044	0,045	0,045
N. Algoritmo Extendido	0,042	0,049	0,046	0,047

Cuadro 5.45: Coste específico por consumo de combustible (€/kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	0,015	0,015	0,016	0,016
SQP	0,015	0,016	0,016	0,016
N. Algoritmo Extendido	0,015	0,018	0,017	0,017

Cuadro 5.46: Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWh) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

	$0,2 \cdot T_{inst}$	$0,4 \cdot T_{inst}$	$0,8 \cdot T_{inst}$	T_{inst}
MADS	78,8	82,1	145,7	101,2
SQP	36,3	35,6	35,7	33,0
N. Algoritmo Extendido	0,1	0,1	0,1	0,1

Cuadro 5.47: Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

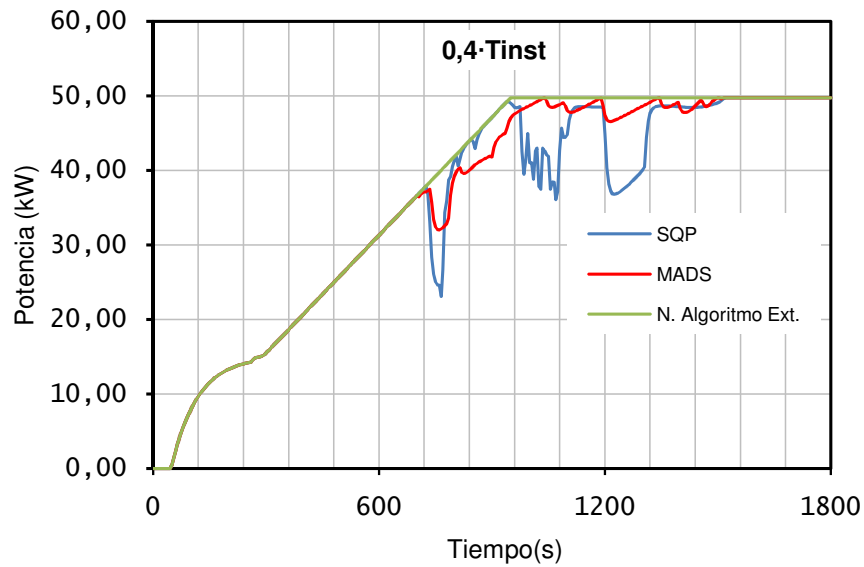


Figura 5.23: Niveles de generación de potencia activa de la pila de combustible aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo rampa de valor máximo $T_{max} = 0,4 \cdot T_{inst}$).

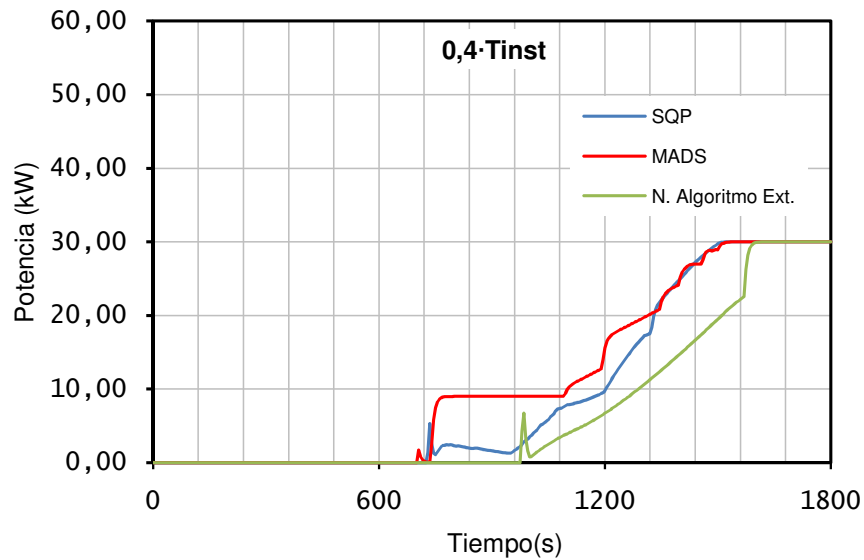


Figura 5.24: Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo rampa de valor máximo $T_{max} = 0,4 \cdot T_{inst}$).

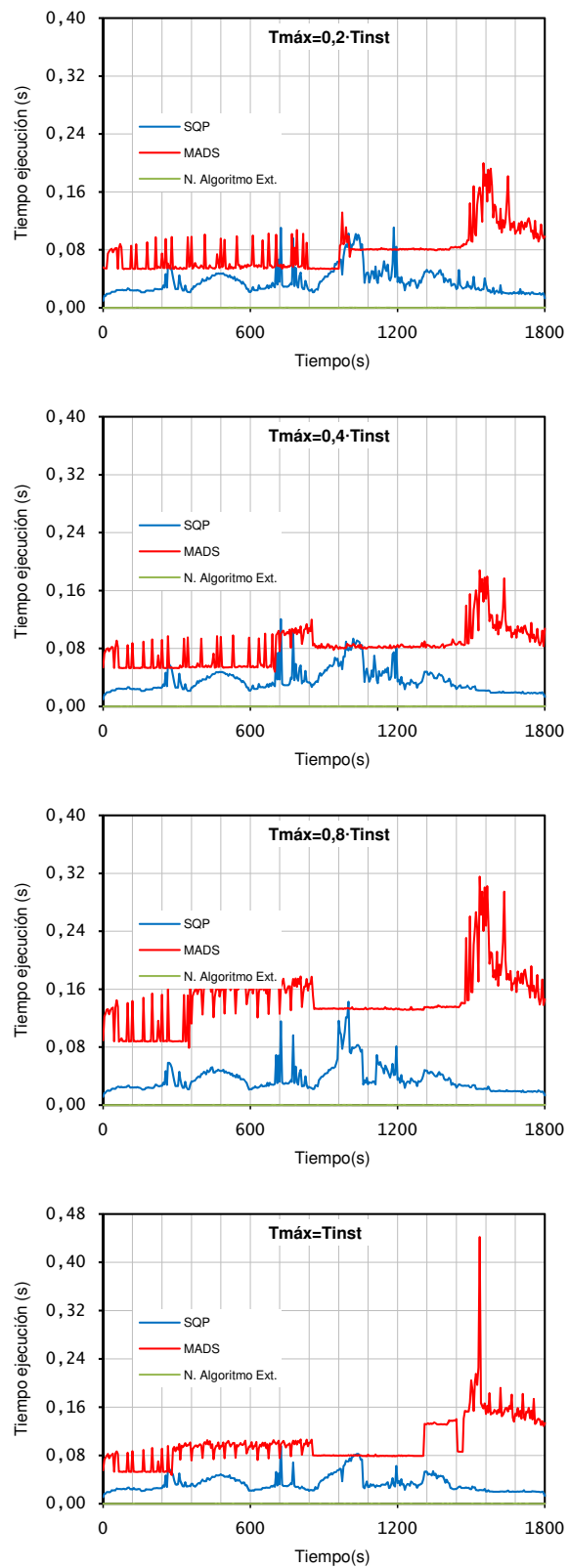


Figura 5.25: Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demandas térmicas tipo rampa).

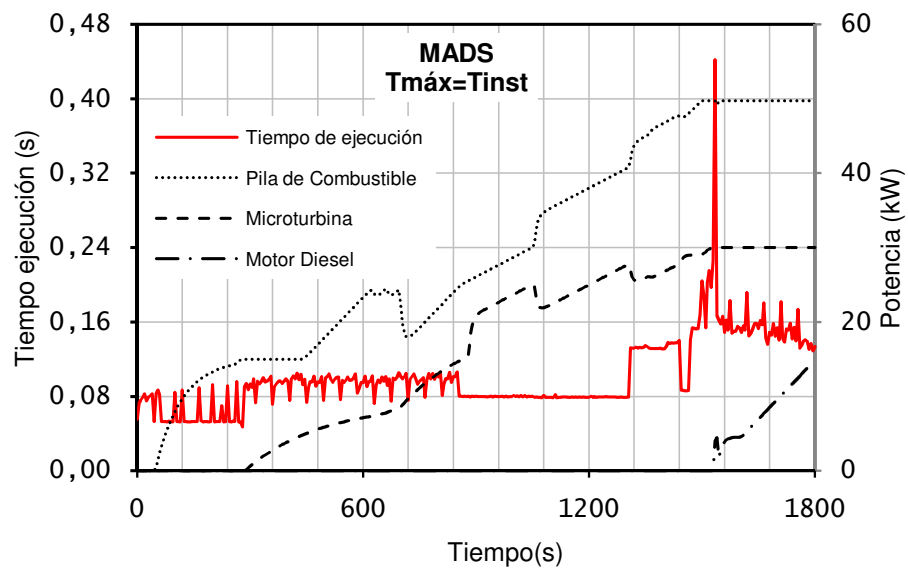


Figura 5.26: Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo MADS (demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo $P_{max} = P_{inst}$, demanda térmica tipo rampa de valor máximo $T_{max} = T_{inst}$).

5.2.4. Evaluación con señales de demanda eléctrica y térmica diaria

Para las pruebas realizadas se han utilizado dos patrones de consumo correspondientes a la demanda eléctrica y térmica de un hogar. El patrón de demanda eléctrica es el anteriormente utilizado (Evaluación del Nuevo Algoritmo con señal de demanda eléctrica diaria) obtenido de la publicación de título Atlas Indel (ver referencia [Indel98]). El patrón de demanda térmica ha sido obtenida de la referencia [Gilijamse95]. La evaluación de los distintos algoritmos se ha realizado en los escenarios de: 40, 80, 160 y 200 hogares.

En cuanto a los resultados en los casos de 40, 80 y 160 hogares utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido se obtiene un mejor ajuste de generación a la demanda eléctrica. En el caso de 200 hogares, que aunque obteniendo resultados muy similares utilizando los tres algoritmos, se obtiene un mejor ajuste utilizando SQP (ver cuadro 5.48). Por otro lado, los valores obtenidos son en general inferiores a los obtenidos con la misma demanda eléctrica sin tener en cuenta la demanda térmica (ver cuadro 5.19).

En lo que respecta a la generación eléctrica se debe destacar que la utilización del Nuevo Algoritmo Extendido implica la menor generación de energía eléctrica en todos los casos (ver cuadro 5.49).

Adicionalmente en las pruebas realizadas, se ha observado una mayor variación de los puntos de consigna enviados a los microgeneradores y, consecuentemente de puntos de funcionamiento utilizando los algoritmos SQP y MADS frente al Nuevo Algoritmo Extendido. En este caso se reducen inclusive el número de arranques y paradas de los mismos. Véanse las figuras 5.27 y 5.28 correspondientes a las diferencias en cuanto a Niveles de generación de potencia activa de la microturbina en los casos de 40 y 80 habitantes utilizando los distintos algoritmos.

Respecto a la cobertura térmica, se obtiene en todos los casos una cobertura completa de la demanda térmica y una recuperación de calor de la microturbina ligeramente superior (e inferior utilización de la caldera) utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido (ver cuadro 5.50).

Por otro lado, los costes totales de generación (eléctrica y térmica) obtenidos aplicando los distintos algoritmos son similares presentando valores ligeramente más reducidos en los casos de 40 y 80 hogares utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido, mientras que para 160 y 200 hogares los mejores resultados corresponden a la utilización de SQP (ver cuadro 5.51). En el caso del coste de contaminantes, pese a que las diferencias son mínimas, los mejores resultados en todos los casos se obtienen utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido (ver cuadro 5.53). Esto es debido a que la utilización del Nuevo Algoritmo Extendido implica una menor generación de energía eléctrica y una prácticamente idéntica eficiencia en el reparto de niveles de potencia desde el punto de vista del coste específico de las emisiones contaminantes (ver cuadros 5.49 y 5.56).

Asimismo, utilizando el Nuevo Algoritmo Extendido, los tiempos medios de ejecución

obtenidos son en todos los casos de 0,1 ms, al igual que en las pruebas realizadas sin tener en cuenta recuperación de calor), lo cual supone elevadas reducciones de tiempo respecto a los valores obtenidos con MADS (77-105 ms) y SQP (17-30 ms) (ver cuadros 5.57, y figura 5.29). Los citados tiempos medios de ejecución utilizando el algoritmo MADS, se incrementan notablemente con el número de microgeneradores eléctricos utilizados en el reparto de niveles de potencia activa (ver figura 5.30) y el caso de SQP sufren elevados incrementos en determinados momentos correspondiente al arranque o parada de un microgenerador (ver figura ?? para el caso de 200 hogares).

5 Simulaciones

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200hog.
MADS	0,128	0,803	0,932	0,972
SQP	0,201	0,833	0,936	0,973
N. Algoritmo Extendido	0,707	0,908	0,943	0,972

Cuadro 5.48: Grado de ajuste de generación eléctrica a demanda según coeficiente de correlación de Pearson (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

		40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
D.eléc.		260,077	520,154	1.040,309	1.300,386
MADS	PC	44,047	36,652	399,012	609,334
	MT	266,133	505,745	673,951	697,894
	MD	0	0	0	8,501
	Total	310,180	542,397	1072,963	1315,729
SQP	PC	37,197	45,073	409,019	613,524
	MT	264,758	502,391	665,006	693,635
	MD	0	0	0	8,501
	Total	301,955	547,464	1074,025	1315,660
N. Algoritmo Extendido	PC	9,849	23,544	381,883	590,454
	MT	270,325	508,675	686,392	715,488
	MD	0	0	0	8,504
	Total	280,174	532,219	1068,275	1314,446

Cuadro 5.49: Generación eléctrica de cada microgenerador frente a demanda de energía eléctrica (kWh) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

		40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
D.térm.		1.374,818	2.749,636	5.499,273	6.874,091
MADS	MT	894,880	1.390,065	1.751,297	1.801,578
	CAL	532,317	1.357,626	3.746,804	5.070,945
	%COB.	99,999	99,999	99,999	99,999
SQP	MT	891,993	1.390,903	1.732,513	1.792,635
	CAL	533,028	1.364,931	3.764,296	5.078,635
	%COB.	99,999	99,999	99,999	99,999
N. Algoritmo Extendido	MT	903,682	1.404,219	1.777,424	1.838,526
	CAL	526,380	1.356,412	3.733,985	5.048,053
	%COB.	99,999	99,999	99,999	99,999

Cuadro 5.50: Generación térmica de cada elemento y grado de cobertura de la demanda frente a demanda térmica (kWh) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	34,451	67,531	147,368	191,540
SQP	34,169	67,728	147,214	191,224
N. Algoritmo Extendido	33,191	67,132	147,366	191,699

Cuadro 5.51: Coste total de generación (€) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

5.2 Evaluación del Nuevo Algoritmo Extendido

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	23,371	43,831	93,018	121,22
SQP	22,999	43,918	92,754	120,864
N. Algoritmo Extendido	22,521	43,552	93,096	121,469

Cuadro 5.52: Coste por consumo de combustible (€)(demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	11,08	23,7	54,35	70,32
SQP	11,17	23,81	54,46	70,36
N. Algoritmo Extendido	10,67	23,58	54,27	70,23

Cuadro 5.53: Coste por emisión de contaminantes (€)(demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	0,111	0,124	0,137	0,145
SQP	0,113	0,123	0,137	0,145
N. Algoritmo Extendido	0,118	0,126	0,137	0,145

Cuadro 5.54: Coste específico de generación (€/kWh) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	0,076	0,081	0,087	0,092
SQP	0,077	0,08	0,087	0,092
N. Algoritmo Extendido	0,08	0,082	0,087	0,092

Cuadro 5.55: Coste específico por consumo de combustible (€/kWh) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	0,035	0,043	0,050	0,053
SQP	0,036	0,043	0,050	0,053
N. Algoritmo Extendido	0,038	0,044	0,050	0,053

Cuadro 5.56: Coste específico por emisión de contaminantes (€/kWh) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

	40 hog.	80 hog.	160 hog.	200 hog.
MADS	88,7	77,8	100,2	105,3
SQP	22,9	17,6	30,0	26,3
N. Algoritmo Extendido	0,1	0,1	0,1	0,1

Cuadro 5.57: Tiempos medios de ejecución de los algoritmos (ms) (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

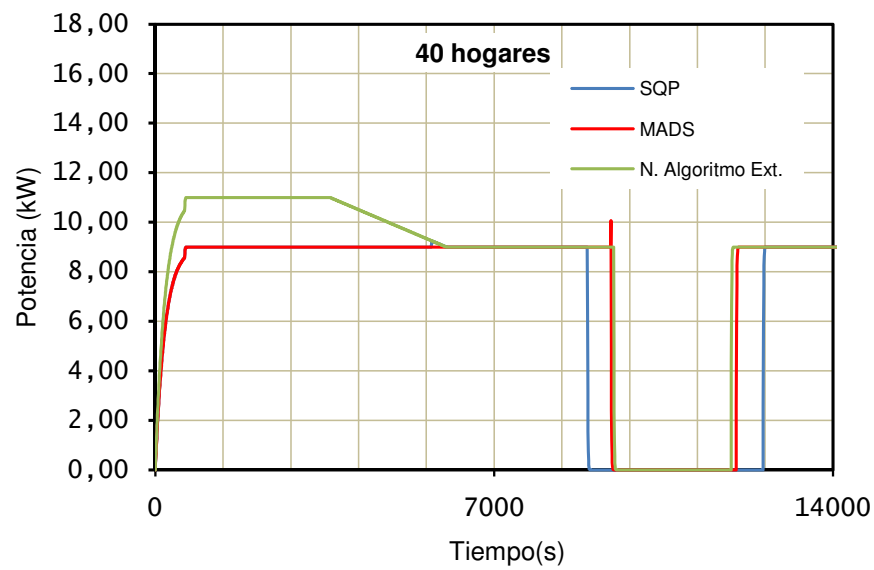


Figura 5.27: Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demandas eléctrica y térmica diaria de 40 hog.).

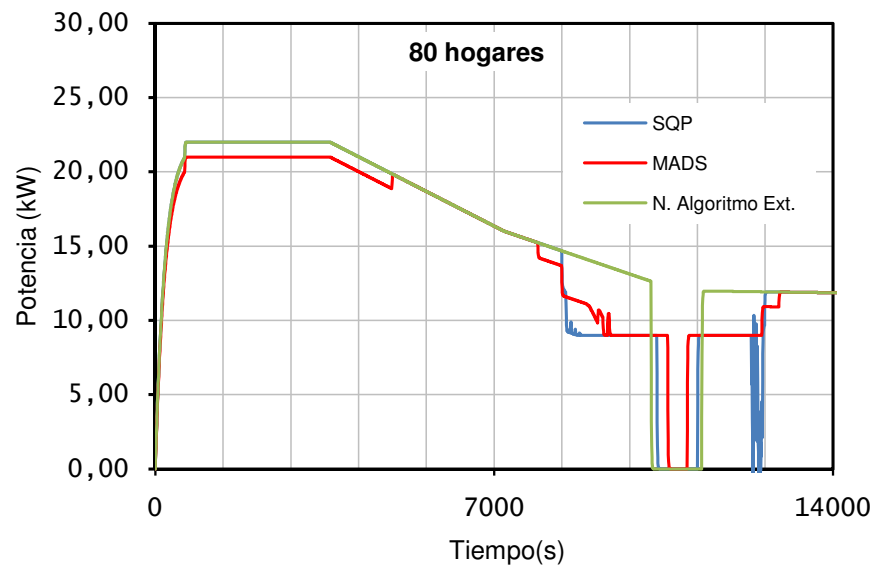


Figura 5.28: Niveles de generación de potencia activa de la microturbina aplicando distintos algoritmos (demandas eléctrica y térmica diaria de 80 hog.).

5.2 Evaluación del Nuevo Algoritmo Extendido

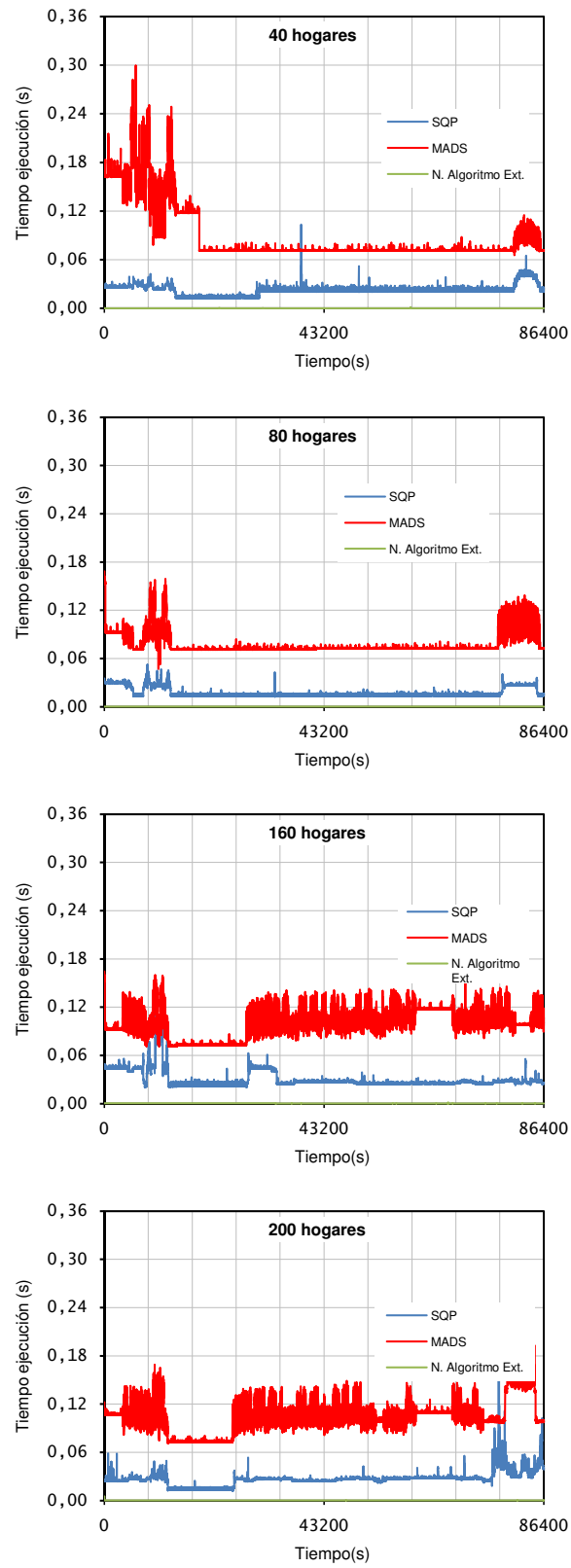


Figura 5.29: Tiempos de ejecución de algoritmos de reparto de niveles de potencia activa (demandas eléctricas diarias, demandas térmicas diarias).

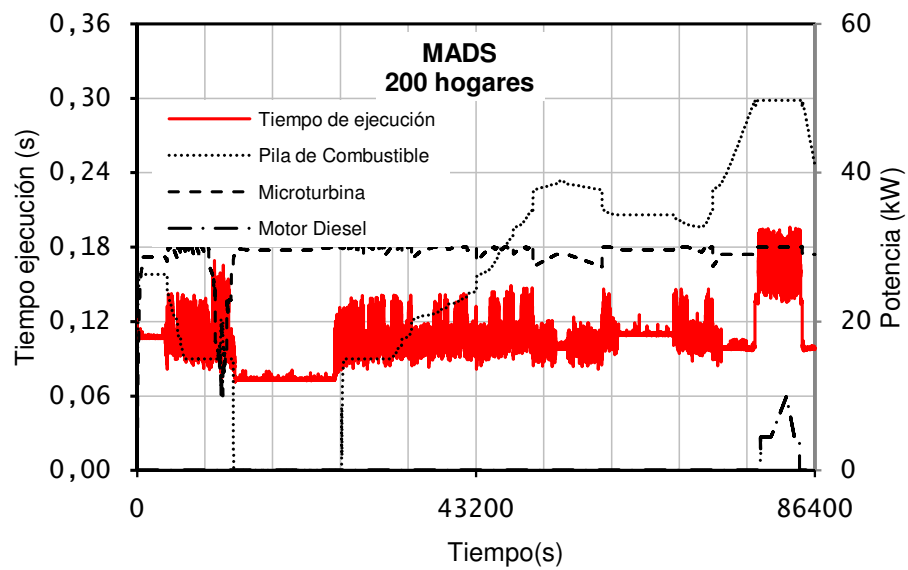


Figura 5.30: Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo MADS con demandas eléctrica y térmica diaria de 200 hog.

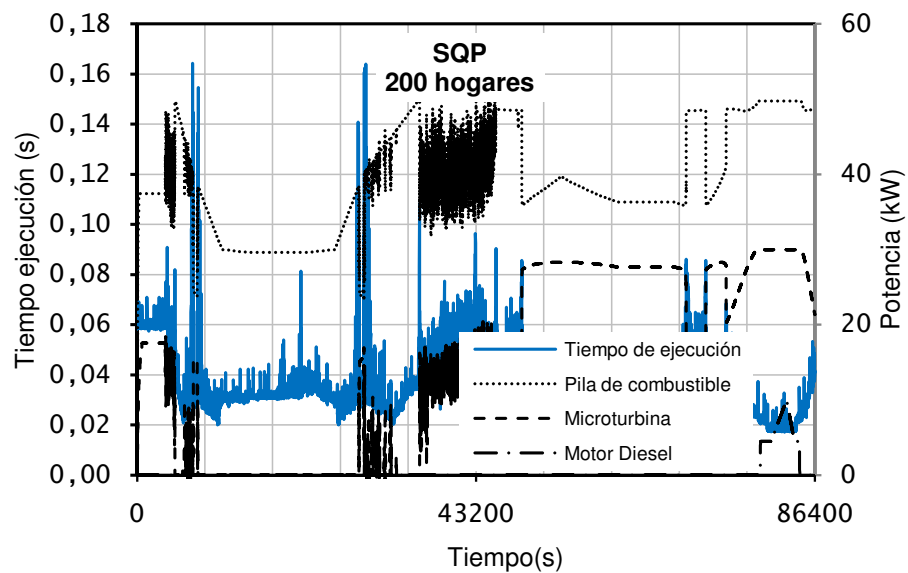


Figura 5.31: Tiempos de ejecución frente a niveles de potencia activa para algoritmo SQP con demandas eléctrica y térmica diaria de 200 hog..

6 Conclusiones

En este trabajo se formula el problema de reparto de niveles de generación de potencia activa entre generadores no renovables de una microrred, como una selección que es realizada *on-line* y que debe cumplir con los objetivos de:

- minimizar el coste de funcionamiento debido al consumo de combustible de los microgeneradores, así como sus emisiones contaminantes que producen.
- ajustar *on-line* la producción de potencia activa a la demanda de la microrred. De esta manera se reduce al máximo el intercambio de energía activa con la red principal minimizando los efectos adversos que puede dar lugar la integración de las microrredes en el sistema eléctrico de distribución.

Asimismo, se formula una versión extendida del problema para los casos en los cuales existan en las microrredes instalaciones de cogeneración asociadas a microgeneradores no renovables y por tanto dependencia entre la producción eléctrica y térmica. En consecuencia, el problema debe ser abordado como un problema de minimización de costes energéticos globales sujeto a las restricciones de ajustar generación eléctrica de potencia activa a la demanda del mismo tipo y dar respuesta a la demanda térmica.

El problema en sus dos versiones puede ser definido como un problema matemático de minimización de una función global de coste de la microrred en función de las potencias activas generadas (que en general es una función no lineal) cumpliendo con restricciones no lineales (*Programación No Lineal*). Dicha función de coste se obtiene a partir de las funciones de coste de todos los microgeneradores, que tienen en cuenta tanto el consumo de combustible de los mismos como las emisiones contaminantes que producen, al cuantificarse económicamente como un coste los efectos medioambientales de las mismas.

Anteriores investigaciones proponen los métodos matemáticos SQP y MADS como mejor solución del problema expuesto de minimización con restricciones. Teniendo en cuenta que estos algoritmos son complejos de implantación y que requieren elevados recursos computacionales para su ejecución, el objetivo de esta investigación ha sido diseñar y evaluar frente a ellos una alternativa de algoritmo sencillo que pueda, por tanto, ejecutarse en un microcontrolador comercial, pudiendo realizar un avance significativo en cuanto a la simplicidad de los sistemas de gestión de las microrredes.

El algoritmo diseñado se ha denominado Nuevo Algoritmo y esta basado en las funciones de coste de los microgeneradores. Su característica más relevante es su sencillez en cuanto a implementación, teniendo en cuenta el conocimiento heurístico generado a partir del análisis de las funciones de coste (incluyen coste combustible y coste medioambiental) de producción de potencia activa de los microgeneradores no renovables.

En el caso de que las microrredes incluyan instalaciones de cogeneración y teniendo en cuenta tanto la recuperación de calor realizada en las mismas, como la producción de calor complementaria de los generadores auxiliares (problema extendido), se ha diseñado en esta investigación un algoritmo que complementa al Nuevo Algoritmo y que ha sido denominado Nuevo Algoritmo Extendido.

Para evaluar los comportamientos del Nuevo Algoritmo y del Nuevo Algoritmo Extendido respecto a los algoritmos matemáticos SQP y MADS, se han realizado diferentes pruebas a partir de la formulación de un problema de reparto de niveles de potencia activa en una microrred definida, consistentes en simulaciones de funcionamiento ante distintos tipos de demandas tanto únicamente eléctricas como eléctricas y térmicas.

Los resultados obtenidos comparan aspectos como grado de ajuste de generación eléctrica a demanda, generación eléctrica de cada microgenerador, puntos de consigna enviados desde el Controlador Central, eficiencia de la selección en términos de coste específico, generación y recuperación de calor, grado de cobertura de la demanda térmica, coste total de generación, coste debido al consumo de combustible, cuantificación de las emisiones contaminantes producidas en términos de coste económico y tiempos de ejecución.

La discusión de resultados se realiza en el Capítulo 5, pudiéndose indicar a modo de conclusiones que:

1. El **ajuste a la demanda eléctrica** evaluado por el Coeficiente de correlación de Pearson es aceptable en prácticamente todos los casos (valor $>0,8$) no existiendo ningún algoritmo que obtenga los mejores resultados en la totalidad de las pruebas realizadas (escalón, rampa o diaria, con o sin calor). Se exceptúan de esta conclusión general los escenarios de demandas eléctricas reducidas por la influencia de los mínimos de funcionamiento de los microgeneradores.

No obstante, en los resultados de las simulaciones realizadas se puede comprobar que para cada prueba con distintos tipos de demandas eléctricas tipo rampa o diaria los valores de ajuste de generación eléctrica a demanda empeoran en cuanto se tiene en cuenta la restricción de proporcionar respuesta a distintos tipos de demandas térmicas de la microrred (instalaciones de cogeneración).

2. Respecto a los **tiempos medios de ejecución**, en los distintos casos evaluados los valores más elevados corresponden a MADS, cuya utilización adicionalmente implica aumentos de tiempos de ejecución al aumentar el número de variables (o microgeneradores no renovables) necesarios para realizar el reparto de niveles de potencia activa. A continuación, SQP presenta tiempos de ejecución menores, con la característica más sobresaliente de incrementos elevados en determinados instantes que coinciden con variaciones en número de microgeneradores utilizados en el reparto de niveles de potencia activa. Asimismo, se observa una gran variabilidad de resultados en las distintas aplicaciones de MADS y SQP, acentuado con la incorporación de la demanda térmica al problema a resolver, lo que hace poco predecible el comportamiento de los algoritmos MADS y SQP. Frente a esta situación, los tiempos de ejecución de el Nuevo Algoritmo se mantienen

constantes durante las distintas pruebas en un valor de 0,1 ms .

3. Respecto a la **estabilidad de funcionamiento de los microgeneradores** se ha puesto de manifiesto en las pruebas realizadas que, tanto en los casos probados correspondientes a señales de demandas eléctricas tipo rampa como en los de demandas eléctricas diarias, los algoritmos SQP (en mayor medida) y MADS (en menor medida) generan variaciones bruscas de puntos de funcionamiento de los microgeneradores no renovables, lo cual implica posibles pérdidas de estabilidad de los mismos así como problemas de mantenimiento que reducen su disponibilidad de funcionamiento . Sin embargo utilizando tanto el Nuevo Algoritmo como del Nuevo Algoritmo Extendido se consiguen en todos los casos condiciones estables de funcionamiento.
4. En lo que se refiere a los **costes totales de generación** (incluyen costes de combustible y contaminantes), las diferencias entre los resultados obtenidos con la aplicación de los tres algoritmos son poco significativas. Únicamente se pueden tener en cuenta determinadas observaciones que se describen a continuación.

En los casos de señales de demanda rampa, escalón o diaria, sin tener en cuenta la demanda de calor, se ha evidenciado durante las pruebas realizadas que el mayor coste de generación corresponde en todos los casos con el algoritmo que proporciona el mejor ajuste a la demanda eléctrica. En los casos en los que se tienen en cuenta señales de demanda de calor ya no existe la citada correlación, siendo en ocasiones el algoritmo que proporciona el mejor ajuste el que genera el mínimo coste (en los casos simulados SQP y el Nuevo Algoritmo Extendido).

5. Respecto a los **costes por emisión de contaminantes**, al igual que los costes de generación, las diferencias entre los resultados obtenidos en las distintas simulaciones son poco significativas.

Para las demandas sintéticas (rampa o escalón) sin tener en cuenta la demanda térmica se observa el mismo comportamiento que para los costes de generación, es decir un mayor coste para un mejor ajuste a la demanda eléctrica.

Incorporando distintas demandas térmicas (rampa o escalón) a la demanda eléctrica tipo rampa de valor máximo 95 kW se puede constatar la existencia de alternancia en cuanto los algoritmos que proporcionan el mayor o menor coste no existiendo correlación entre algoritmo que proporcione un mejor ajuste y mayor coste por emisión de contaminantes.

Respecto a los casos de las simulaciones con señales de demandas diarias eléctricas y térmicas se ha encontrado en todos los casos un menor coste por emisión de contaminantes utilizando el Nuevo Algoritmo.

Por tanto, el Nuevo Algoritmo (y su versión Nuevo Algoritmo Extendido) diseñado dan lugar a una generación de potencia activa que se ajusta a la demanda de una manera similar a SQP y MADS, con mínima variación en las pruebas realizadas respecto a estos algoritmos en lo que respecta a los costes totales y emisión de contaminantes, ofreciendo en ocasiones mejores resultados . Pero la más importante aportación del Nuevo Algoritmo diseñado es el reducido

6 Conclusiones

tiempo de ejecución necesario. Esta característica implica que su necesidad de capacidad de procesamiento sea reducida, lo que unido a su sencillez de implementación permite que el equipo que puede ser utilizado para su ejecución sea un simple controlador o microcontrolador comercial. De esta manera se da el primer paso hacia la simplificación de los equipo de control necesarios para realizar una gestión eficiente de microrredes.

Fruto del trabajo realizado en esta tesis doctoral se han publicado los artículos [Alvarez09a] y [Alvarez09b].

Bibliografía

- [Alvarez09a] Alvarez, E., Campos, A., Gómez-Aleixandre, J., de Abajo, N. *On-line Minimization of Running Costs, Greenhouse Gas Emissions and the Impact of Distributed Generation using Microgrids on the Electrical System*, Proc. IEEE Conference on Sustainable Alternative Energy, Septiembre 2009.
- [Alvarez09b] Alvarez, E., Campos, A., Gómez-Aleixandre, J., de Abajo, N. *Algorithm for Microgrid On-Line Central Dispatch Of Electrical Power and Heat*, Proc. 44th International Universities Power Engineering Conference, Septiembre 2009.
- [Alvarez05] Alvarez, E., *Problemática asociada a la generación distribuida*, Trabajo de Investigación del Bienio de Doctorado 2004-2006, Septiembre 2006, Universidad de Oviedo.
- [Azmy05] Azmy M., Ahmed, Erlich Istran, *Impact of Distributed Generation on the Stability of Electrical Power Systems*, Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005.
- [Barnes07] Barnes, M., Kondoh, J., Asano, H., Oyarzabal, J., Ventakaramanan, G., Lasseter, R. H., Hatziargyriou, N., Green, T., *Real-World Microgrids-An Overview*, Proc. IEEE International Conference on System of Systems Engineering, pp. 1-8, April 2007.
- [Biggs75] Biggs, M.C., *Constrained Minimization Using Recursive Quadratic Programming in Towards Global Optimization*, pp 341-349, Ed. L.C.W. Dixon and G.P. Szergo, North-Holland, 1975.
- [CAP09] Capstone Turbine, disponible en <http://www.capstoneturbine.com>.
- [Dugan02] Dugan, R.C., McDermott, T.E., *Operating conflicts for distributed generation interconnected with utility distribution systems*, IEEE Industry Applications Magazine, Vol.8, No.2, pp. 19-25, Mar./Apr. 2002.
- [El Sharkh07] El Sharkh, M.Y., Sisworahardjo, N.S., Uzunoglu, M., Onar, O., Alam, M.S., *Dynamic behavior of PEM fuel cell, and microturbine power plants*, Journal of Power Sources, Volume 164, Issue 1, pp. 315-321, Jan. 2007.
- [EuropeanResearch02] European Research Project *Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids*, 2002.
- [Fedorov07] Fedorov, F., *Microgrids and their operations*. Master's Thesis. Laaperanta University of Technology, 2007.

- [GENJ09] Generator Joe, 2009, disponible en <http://www.generatortjoe.net>.
- [Gilijamse95] Gilijamse W., Boonstra M. E., *Energy efficiency in new houses. Heat demand reduction versus cogeneration*, Energy and Buildings, Vol.23, pp. 49-62, Ed.Elsevier, 1995.
- [Gómez06] Gomez San Román, T., Rivier Abad, J., *Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.21, No.2, pp. 533-540, May 2006.
- [Gurski02] Gurski, S., *Cold start effects on performance and efficiency for vehicle fuel cell systems*, MSc Thesis, Virginia Polytecnic Institute and State University, 2002.
- [Hernandez-Aramburo05] Hernandez-Aramburo, C.A., Green, T.C., Mugniot, N., *Fuel Consumption Minimization of a Microgrid*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, No. 3, pp. 673 - 681, May/June 2005.
- [Indel98] Red Eléctrica de España, *Proyecto Indel. Atlas de la demanda eléctrica española*, 1998, disponible en http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/indel/Atlas_INDEL_REE.pdf.
- [Lasseter06] Lasseter, R.H., Piagi, P., *Autonomous Control of Microgrids*, Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 8, June 2006.
- [Lasseter09] Lasseter, R., Tomsovic, K. and Piagi, P., *Scenarios for distributed technology applications with steady state and dynamic models of loads and Micro-Sources*, Consortium for Electric reliability Technology Solutions, April 2000.
- [Lippert00] Lippert, A. M., Stanton, D.W. Rutland, C.J. Hallet, W.L.H. Reitz, R.D., *Multidimensional simulation of diesel engine cold start with advanced physical submodels*, International Journal of Engine Research, Ed. Professional Engineering Publishing, pp. 1-27, Vol.1, No.1, 2000.
- [Lopes03] Lopes, J.A.P., Saravia, J.T. Hatziargyriou, N. Jenkins, N. *Management of Micro-Grids*, JIEEC Conference, October 2003.
- [Lopes06] Lopes, J.A.P., Moreira, C.L. and Madureira, A.G., *Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.21, No.2, May 2006.
- [Mohamed08] Mohamed, F.A., *Microgrid modelling and online management*, Master's Thesis, Helsinki University of Technology, 2008.
- [Obara08] Obara, S., *Dynamic characteristic of a fuel cell micro-grid using an engine generator to base load operation*, Journal of Environment and Engineering, Vol.3, No.1, 2008.
- [Palle07] Palle, B. Uriarte, C. Simoes M.G. and Chakraborty, S., *Electrical Model development and Validation for Distributed Resources*, NREL National Renewable Energy Laboratory, Subcontract Report NREL/SR-581-41109, April 2007.

- [Petrov05] Petrov A.Y., Zaltash, A., Labinov, S.D., *Dinamic Performance of a 30 kW Microturbine-Based CHP System*, Proc. ASHRAE Winter Conference, February 2005.
- [RA02] The Regulatory Assistance Project, *Model regulations for the output of specified air emissions from smaller-scale electric generation resources*, 2002.
- [Roth04] Roth I.F, Ambs L. L., *Incorporating externalities into a full approach to electric power generation life-cycle costing*, Energy, the International Journal, Vol.29, No.12-15, pp. 1835-2617, Ed.Elsevier, 2004.

Artículos Publicados

Se reproducen a continuación los siguientes artículos relacionados con el desarrollo de la investigación presentada:

- Alvarez, E., Campos, A., Gómez-Aleixandre, J., de Abajo, N., *On-line Minimization of Running Costs, Greenhouse Gas Emissions and the Impact of Distributed Generation using Microgrids on the Electrical System*, Proc. IEEE Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE), pp. 1-10, Septiembre 2009.
- Alvarez, E., Campos, A., Gómez-Aleixandre, J., de Abajo, N., *Algorithm for Microgrid On-Line Central Dispatch Of Electrical Power and Heat*, Proc. 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), pp. 1-5 Septiembre 2009.