



UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
Instituto Universitario de Sistemas Inteligentes
y Aplicaciones Numéricas en la Ingeniería



Doctorado en Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería

Optimización de costes y emisiones en sistemas eléctricos de potencia

Tesis Doctoral

Tesis Doctoral presentada por D. Manuel Cruz Pérez
Dirigida por el Dr. D. Gabriel Winter Althaus
Codirigida por la Dra. Dña. Begoña González Landín

El Director,

La Codirectora,

El Doctorando,

Las Palmas de Gran Canaria, a 13 de Noviembre de 2015.

Agradecimientos

Como bien dice uno de los más antiguos refranes de nuestro amplio refranero español, que además fue utilizado por uno de nuestros más famosos personajes de la literatura española, Don Quijote de la Mancha (Primera Parte, Capítulo XXII), de la siguiente manera: “De gente bien nacida es agradecer los beneficios que reciben, y uno de los pecados que más a Dios ofende es la ingratitud”, no puedo más que aprovechar este apartado para dar las gracias a todos aquellos que, de una manera u otra, han hecho posible que haya llegado a finalizar esta Tesis a la que tanta dedicación y cariño he puesto.

Debo agradecer, en primer lugar, a mi director de Tesis, el Dr. Gabriel Winter Althaus, por aceptarme como doctorando bajo su dirección, la confianza, paciencia, ánimo y cariño que siempre me ha mostrado. Me llena de alegría recordar cuando empezamos, allá por el año 1.998, una colaboración entre la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria y la empresa en la que tengo la suerte de trabajar desde hace muchos años (Unión Eléctrica de Canarias Generación), fruto de la cual surgió la idea de llevar a cabo esta Tesis, por lo que debo agradecer también al destino que nos haya juntado entonces y que hayamos llegado juntos a este resultado. Él me ha transmitido la pasión y entrega necesarias para iniciarme en la investigación, y sus conocimientos y orientaciones han sido fundamentales para mi formación como investigador.

Agradecer también a mi otra tutora de Tesis, la Dra. Begoña González Landín, la gran dedicación y esfuerzo que ha puesto en mí; sin ella sería imposible haber llegado a finalizar esta Tesis en el tiempo límite que teníamos establecido. Su ayuda, supervisión y dirección ha sido fundamental e imprescindible. Su manera de trabajar, su persistencia, seriedad, responsabilidad y rigor académico ha hecho que sacase de mí todo lo que no sabía que podía transmitir y ha conseguido mi lealtad y admiración.

No puedo dejar de agradecer la colaboración prestada al Dr. Blas Galván González, con el cuál, junto con Gabriel, comencé las primeras andaduras de esta Tesis cuando surgió como idea allá por el año 1.998, aunque por causas diversas, la Tesis se ha retrasado durante muchos años y él no ha podido seguir formando parte de la misma. Gracias al equipo formado por aquél entonces, surgió en mí el interés por el desarrollo de esta Tesis.

También quiero agradecer al Dr. Miguel Martínez Melgarejo su perseverancia, atención y ánimos que me ha demostrado durante todos estos años. Gracias a su constancia, insistiendo año tras año, para no dejar de lado un proyecto ya iniciado en el que ha creído, me ha hecho ver la importancia de acabar un trabajo iniciado que podría llegar a ser de interés para todos. En ningún momento ha dejado de informarme de plazos, condiciones y pasos a seguir para no quedarme sin la posibilidad de terminar esta Tesis.

Es imprescindible, también, agradecer a la empresa en la que he estado trabajando durante más de 24 años, Unión Eléctrica de Canarias, tanto por los conocimientos prácticos que me ha permitido abordar el tema de esta Tesis desde un punto de vista totalmente realista y práctico, como por la oportunidad que me dio en su día de colaborar con la Universidad de Las Palmas en el proyecto que dio inicio a esta Tesis.

Y he dejado para el final, no por menos importante, sino todo lo contrario, porque, como se suele decir, “lo mejor se deja siempre para el final”, a quienes debo dar mis mayores agradecimientos es, como no, a mi familia, mi mujer y mis dos hijas, sin cuya paciencia y comprensión no habría sido posible dedicar el tiempo necesario para la realización de esta Tesis. Han estado ahí para animarme en todo momento, pero a la vez, reprimiendo sus deseos de quejarse por no dedicarles más tiempo. Siempre recordaré las palabras de mi hija de 9 años, Yanai: “Descansa papá que te vas a quedar cieguito de tantas horas delante del ordenador”.

¡Gracias a todos!

Resumen

Es evidente que en la actualidad no se puede plantear una mejora en la calidad de vida de las personas basada exclusivamente en su bienestar económico. La sociedad en general está concienciada de que la calidad de vida va asociada a una mejora del entorno en el que vive, que está íntimamente ligado a lo que se denomina desarrollo sostenible. No se puede mejorar la calidad de vida si se destruye el entorno medioambiental en el que se vive.

En esta Tesis se plantea el estudio de la minimización conjunta de costes y emisiones en los sistemas eléctricos de potencia. El planteamiento puede hacerse de forma genérica para cualquier sistema eléctrico de cualquier parte del mundo, pero es necesario elegir un caso concreto donde se puedan extraer conclusiones igualmente concretas. Hay que tener en cuenta que la reglamentación que regula el funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia no es igual en todos los países del mundo, ni tan siquiera es igual dentro de un mismo país. Este es el caso de España, donde los territorios no peninsulares tienen una reglamentación muy diferente a la que tiene la España peninsular. Esto es, así como en la España peninsular existe un sistema de mercado, donde las empresas productoras ofertan un precio de venta de la energía que pueden suministrar, en los territorios extrapeninsulares el sistema está totalmente regulado, retribuyéndose la energía que se produce a través de un sistema establecido de costes reconocidos.

En cualquier caso, la organización de la producción está basada exclusivamente en un criterio de reducción de costes, a la que luego se le incluyen las necesarias restricciones técnicas para conseguir un sistema lo más seguro y fiable posible en función de las instalaciones existentes en los diferentes puntos del territorio del sistema eléctrico que se trate. Por lo tanto, los sistemas que se rigen por medio de costes reconocidos, como los denominados Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) en España, son los más apropiados para llevar a cabo el estudio que se plantea en esta Tesis, ya que la retribución de sus costes están totalmente formulados, y no dependen de la oferta más o menos arbitraria de los productores en los sistemas de libre mercado. En estos sistemas, los costes retribuíbles de los combustibles están basados en curvas de consumo térmico en función de la potencia de generación de cada una de las unidades de generación y los costes de operación y mantenimiento, así como otros costes, tienen unos valores concretos para cada unidad generadora. Todo esto es necesario para poder llevar a cabo un proceso de optimización en estos sistemas y, de hecho, el denominado Operador del Sistema en estos sistemas eléctricos, tiene como una de sus funciones principales la optimización de costes basada en todos estos parámetros.

Obviar la optimización económica en aras de una optimización medioambiental es algo más que utópico, por cuanto ambos pueden ser tratados como “bienes escasos”. Así, lo verdaderamente importante, es poder minimizar ambos objetivos conjuntamente. Sin embargo, en principio, esto es imposible, ya que se está tratando con objetivos enfrentados o antagónicos, de tal manera que si se reduce uno de ellos el otro se incrementará. Al tratarse de objetivos en conflicto, el problema no tiene una única solución. Las técnicas de optimización multiobjetivo permiten abordar estos problemas aportando un conjunto de soluciones, denominado conjunto o frontera de Pareto, de las cuales “alguien” decidirá “a posteriori” cuál elegir en función de las circunstancias, de la reglamentación vigente o de los intereses dominantes.

El problema del despacho multiobjetivo económico-medioambiental es un problema de optimización no lineal con restricciones. Hay mucha literatura que trata de su resolución por medio de métodos aproximados diversos, tales como algoritmos evolutivos, redes neuronales, etc. Sin embargo, en esta Tesis, se contribuye con un método práctico y eficiente para resolver problemas de despacho multiobjetivo de costes y emisiones en sistemas eléctricos de potencia, al que se denomina “método de objetivos incrementales” (MOI). Al ser un método determinista y exacto, cualquier otro método aproximado sólo

puede generar soluciones cercanas a las obtenidas con el MOI o, en cualquier caso, nunca mejores, y siempre con un mayor tiempo de cálculo. Asimismo, dicho método se propone, en esta Tesis, para resolver el subproblema de despacho de cargas, dentro del problema económico-medioambiental global de programación horaria de centrales térmicas. Éste consiste en asignar los grupos que deben estar acoplados en todo momento y la potencia que debe aportar cada uno de ellos para satisfacer la demanda en el período especificado, cumpliendo con todas las restricciones técnicas del sistema eléctrico de potencia que se trate, y de tal forma que el resultado sea el más económico posible, al tiempo que se cumplen las restricciones medioambientales impuestas por la reglamentación vigente.

Otra contribución importante de esta Tesis es la definición de un caso test real, el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de Gran Canaria, para poder evaluar la aplicabilidad de la metodología desarrollada y cuantificar la reducción de emisiones contaminantes asociadas. Dicho SEP, aunque es un sistema eléctrico aislado, tiene un número considerable de grupos de generación y tecnologías distintas. Además, al ser un sistema cuyos ingresos están legislados por medio del reconocimiento de sus costes, en base a unos parámetros definidos, tiene las curvas de coste de funcionamiento establecidas mediante reglamentación. Sin embargo, no existen curvas reglamentadas de emisiones de contaminantes. Por ello, otra contribución de esta Tesis es la caracterización de las emisiones de contaminantes de cada una de las unidades generadoras del SEP de Gran Canaria.

El objetivo concluyente de esta Tesis es verificar que, con la metodología implementada y sin necesidad de inversiones adicionales de ningún tipo, se pueden obtener reducciones significativas de emisiones contaminantes en el conjunto del sistema.

Contenido

Agradecimientos	I
Resumen	III
Contenido	V
Lista de figuras	IX
Lista de tablas	XIII
Lista de acrónimos	XVII
1. Introducción	1
1.1. Estructura de la Tesis.....	2
1.2. Publicaciones	3
1.2.1. Artículos en revistas	3
1.2.2. Capítulos de libros.....	3
1.2.3. Contribuciones a congresos.....	3
1.2.4. Otros documentos científicos.....	4
1.2.5. Participación en proyectos de investigación.....	4
2. Contaminación atmosférica en los sistemas eléctricos de potencia	5
2.1. Dióxido de Carbono (CO ₂).....	5
2.2. Dióxido de Azufre (SO ₂).....	6
2.3. Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	7
2.4. Partículas respirables (PM ₁₀).....	8
3. Descripción del problema.....	11
3.1. Asignación de unidades	11
3.2. Despacho de cargas.....	12
3.3. Restricciones y otros condicionantes operativos	14
3.3.1. Potencia máxima disponible.	14
3.3.2. Potencia mínima disponible.....	14
3.3.3. Rampa de carga.....	15
3.3.4. Mínimo tiempo en funcionamiento.....	15
3.3.5. Mínimo tiempo parado.	15
3.3.6. Funcionamiento obligatorio.	16
3.3.7. Parada obligatoria.....	16
3.3.8. Reserva rodante a subir.	16
3.3.9. Reserva rodante a bajar.....	17

3.3.10.	Limitaciones de flujo de potencia en las líneas de salida de las centrales.	17
3.3.11.	Pérdidas en el transporte de energía.	17
3.3.12.	Restricciones de combustible.	18
3.3.13.	Restricciones de personal.	18
3.3.14.	Restricciones de emisiones de contaminantes.	18
3.3.15.	Coste de arranque.	19
3.3.16.	Coste de parada.	19
3.3.17.	Tiempo de arranque.	19
3.3.18.	Tiempo de parada.	20
4.	El sistema eléctrico de Gran Canaria	21
4.1.	La C.T. Jinámar.....	24
4.2.	La C.T. Barranco de Tirajana	26
4.3.	Costes y restricciones técnicas.....	27
4.3.1.	Legislación en territorios no peninsulares	28
4.4.	Emisiones y restricciones medioambientales.....	48
4.4.1.	Reglamentación sobre la prevención y control de la contaminación.	49
4.4.2.	Reglamentación sobre la calidad del aire y reducción de emisiones	55
4.4.3.	Reglamentación sobre el cambio climático	65
4.4.4.	Condicionantes medioambientales	72
4.5.	Características de costes-potencias y emisiones-potencias	102
5.	Estado del arte	109
5.1.	Asignación de unidades: Métodos monoobjetivo	111
5.1.1.	Técnicas clásicas	111
5.1.2.	Técnicas no clásicas	114
5.1.3.	Algoritmos híbridos.....	119
5.2.	Asignación económico-medioambiental de unidades: Métodos multiobjetivo	122
5.2.1.	Optimización multiobjetivo	122
5.3.	Manejo de restricciones.....	134
5.3.1.	Métodos basados en funciones de penalización	135
5.3.2.	Métodos basados en preservar la factibilidad de las soluciones	137
5.3.3.	Métodos basados en la búsqueda de soluciones factibles	137
5.3.4.	Métodos basados en decodificadores	138
5.3.5.	Métodos híbridos.....	139
6.	Metodología desarrollada	141
6.1.	Método híbrido Weighted Sum y algoritmo basado en multiplicadores de Lagrange para la resolución del EED	142
6.1.1.	Formulación del problema EED	142

6.1.2. El Método de Objetivos Incrementales (MOI)	144
6.1.3. Simulación y resultados.....	147
6.2. Algoritmos Genéticos para la resolución del UC	160
6.2.1. GA implementado, función objetivo y esquema de la codificación	163
6.2.1. Simulación y resultados.....	166
6.3. Algoritmos Genéticos para la resolución del EEUC.....	167
7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria	171
7.1. Definición del problema.....	171
7.2. Datos de partida	177
7.3. Simulación y resultados	186
8. Conclusiones y líneas futuras	202
8.1. Conclusiones.....	202
8.2. Líneas futuras	206
8.2.1. Incorporación de otras características reales en el algoritmo de resolución.....	206
8.2.2. Mejora de las curvas características de las emisiones.....	211
8.2.3. Aplicación a otros sistemas eléctricos.....	211
8.2.4. Desarrollos relacionados con la modificación de la legislación	212
Referencias	214

Lista de figuras

Figura 1.1.	Curvas típicas de demanda	1
Figura 3.1.	Curvas típicas que relacionan los costes y las emisiones con la potencia generada por cada unidad generadora	13
Figura 4.1.	Mapa de las islas Canarias.....	21
Figura 4.2.	Esquema de un sistema de potencia insular.	23
Figura 4.3.	Centrales de generación, red y subestaciones de transporte del SEP de Gran Canaria.	24
Figura 4.4.	Curva típica de la característica frecuencia-potencia de los reguladores de velocidad.....	41
Figura 4.5.	Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del SO ₂ de los grupos Vapor 4 - 5.....	80
Figura 4.6.	Central Térmica Jinámar: curvas de SO ₂ de los grupos Vapor 4 - 5.	81
Figura 4.7.	Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del NO _x de los grupos Vapor 4 - 5.....	81
Figura 4.8.	Central Térmica Jinámar: curvas de NO _x de los grupos Vapor 4 - 5.	81
Figura 4.9.	Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del PM ₁₀ de los grupos Vapor 4 - 5.....	82
Figura 4.10.	Central Térmica Jinámar: curvas de PM ₁₀ de los grupos Vapor 4 - 5.	82
Figura 4.11.	Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del SO ₂ de los grupos Diésel 4 - 5.....	82
Figura 4.12.	Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del NO _x de los grupos Diésel 4 - 5.....	83
Figura 4.13.	Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del PM ₁₀ de los grupos Diésel 4 - 5.....	83
Figura 4.14.	Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del SO ₂ de los grupos Vapor 1 - 2.	83
Figura 4.15.	Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de SO ₂ de los grupos Vapor 1 - 2.....	84
Figura 4.16.	Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del NO _x de los grupos Vapor 1 - 2.	84
Figura 4.17.	Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de NO _x de los grupos Vapor 1 - 2.	84
Figura 4.18.	Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del PM ₁₀ de los grupos Vapor 1 - 2.	85
Figura 4.19.	Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de PM ₁₀ de los grupos Vapor 1 - 2.	85
Figura 4.20.	Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del SO ₂ de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 - 2: Gas 3 - 6.....	86
Figura 4.21.	Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de SO ₂ de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 - 2: Gas 3 - 6.	86
Figura 4.22.	Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de SO ₂ de los Ciclos Combinados 1 - 2.	87
Figura 4.23.	Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del NO _x de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 - 2: Gas 3 - 6.....	87
Figura 4.24.	Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de NO _x de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 - 2: Gas 3 - 6.	88
Figura 4.25.	Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de NO _x de los Ciclos Combinados 1 - 2.....	88
Figura 4.26.	Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del PM ₁₀ de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 - 2: Gas 3 - 6.....	89
Figura 4.27.	Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de PM ₁₀ de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 - 2: Gas 3 - 6.	89
Figura 4.28.	Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de PM ₁₀ de los Ciclos Combinados 1 - 2.	90
Figura 4.29.	Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión de las emisiones de SO ₂ , NO _x y PM ₁₀ , de la turbina de gas Gas 1.	93
Figura 4.30.	Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del SO ₂ de las turbinas de gas Gas 2 - 3.	93

Figura 4.31. Central Térmica Jinámar: curvas de SO ₂ de las turbinas de gas Gas 2 - 3.	94
Figura 4.32. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del NO _x de las turbinas de gas Gas 2 - 3.	94
Figura 4.33. Central Térmica Jinámar: curvas de NO _x de las turbinas de gas Gas 2 - 3.	94
Figura 4.34. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del PM ₁₀ de las turbinas de gas Gas 2 - 3.	95
Figura 4.35. Central Térmica Jinámar: curvas de PM ₁₀ de las turbinas de gas Gas 2 - 3.	95
Figura 4.36. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del SO ₂ de las turbinas de gas Gas 1 - 2.	95
Figura 4.37. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de SO ₂ de las turbinas de gas Gas 1 - 2.	96
Figura 4.38. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del NO _x de las turbinas de gas Gas 1 - 2.	96
Figura 4.39. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de NO _x de las turbinas de gas Gas 1 - 2.	96
Figura 4.40. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del PM ₁₀ de las turbinas de gas Gas 1 - 2.	97
Figura 4.41. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de PM ₁₀ de las turbinas de gas Gas 1 - 2.	97
Figura 4.42. Central Térmica Jinámar: curvas de emisiones de CO ₂ de los grupos.	98
Figura 4.43. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de emisiones de CO ₂ de los grupos de Vapor 1 - 2.	98
Figura 4.44. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de emisiones de CO ₂ de los Ciclos Combinados 1 - 2.	99
Figura 4.45. Central Térmica Jinámar: curvas de concentraciones de SO ₂ y NO _x de los grupos Diésel 4 - 5, junto con los límites legales establecidos para dichos grupos.	100
Figura 4.46. SEP de Gran Canaria: curvas de concentraciones de SO ₂ y NO _x de los grupos de vapor (Vapor 4 - 5 de la C.T. Jinámar y Vapor 1 - 2 de la C.T. Bco. Tirajana), junto con los límites legales establecidos para dichos grupos.	100
Figura 4.47. SEP de Gran Canaria: curva de concentraciones de SO ₂ y NO _x de los grupos de gas, junto con los límites legales establecidos para dichos grupos.	101
Figura 4.48. SEP de Gran Canaria: curva de concentraciones de PM ₁₀ de los grupos junto con sus límites legales establecidos.	101
Figura 4.49. SEP de Gran Canaria: curvas de los costes de combustible de los grupos en función de la potencia despachada.	103
Figura 4.50. SEP de Gran Canaria: curvas de emisiones de los grupos en función de la potencia despachada.	103
Figura 4.51. SEP de Gran Canaria: curvas del coste específico de los combustibles, de los distintos grupos del SEP, en función de la potencia despachada.	104
Figura 4.52. SEP de Gran Canaria: curvas de emisiones específicas de SO ₂ , NO _x , PM ₁₀ y CO ₂ , de los distintos grupos del SEP, en función de la potencia despachada.	105
Figura 4.53. SEP de Gran Canaria: curvas del coste incremental de los combustibles, de los distintos grupos del SEP, en función de la potencia despachada.	106
Figura 4.54. SEP de Gran Canaria: curvas de las emisiones incrementales de SO ₂ , NO _x , PM ₁₀ y CO ₂ , de los distintos grupos del SEP, en función de la potencia despachada.	106
Figura 4.55. Ejemplos de características de coste de combustible-generación y emisiones-generación.	107
Figura 5.1. Frente de Pareto. El punto $C(f_1(x_C), f_2(x_C))$ está dominado por los puntos $A(f_1(x_A), f_2(x_A))$ y $B(f_1(x_B), f_2(x_B))$	124
Figura 6.1. Flujograma del Método de Objetivos Incrementales (MOI)	145
Figura 6.2. Flujograma del método de búsqueda iterativo implementado para buscar las potencias de generación.	146
Figura 6.3. Frontera de Pareto de los casos estudiados del Sistema Test 1. La mejor solución de compromiso en cada caso se muestra en color gris.	150
Figura 6.4. Soluciones de compromiso obtenidas: $\omega = 0,814612$ (Caso 1), $\omega = 0,742490$ (Caso 2), $\omega = 0,749269$ (Caso 3) y $\omega = 0,5$ (Caso 4).	151

Figura 6.5.	Frontera de Pareto de los casos estudiados del Sistema Test 2. La mejor solución de compromiso en cada caso se muestra en color gris.	152
Figura 6.6.	Soluciones de compromiso considerando las unidades de masa en hg en todos los casos: $\omega = 0,824680$ (Caso 1), $\omega = 0,856430$ (Caso 2), $\omega = 0,862100$ (Caso 3) y $\omega = 0,5$ (Caso 4).	152
Figura 6.7.	Frontera de Pareto de los casos estudiados del Sistema Test 3. La mejor solución de compromiso en cada caso se muestra en color gris.	156
Figura 6.8.	Soluciones de compromiso considerando las unidades de masa en ct en todos los casos: $\omega = 0,499106$ (Caso 1), $\omega = 0,575769$ (Caso 2), $\omega = 0,587165$ (Caso 3) y $\omega = 0,5$ (Caso 4).	157
Figura 6.9.	Esquema genérico de un Algoritmo Genético	162
Figura 7.1.	Demandas netas del año 2013 en Gran Canaria	181
Figura 7.2.	Demandas netas del año 2013 en Gran Canaria para los días extremos de demanda diaria mínima y máxima	181
Figura 7.3.	Frentes de Pareto Óptimos (2 objetivos): Costes-SO ₂ y Costes-NO _x	186
Figura 7.4.	Frentes de Pareto Óptimos (2 objetivos): Costes-PM ₁₀ y Costes-CO ₂	187
Figura 7.5.	Frente de Pareto Óptimo (2 objetivos): Costes-Consumo de combustible	187
Figura 7.6.	Frentes de Pareto Óptimos (3 objetivos): Costes-SO ₂ y Costes-NO _x	187
Figura 7.7.	Frentes de Pareto Óptimos (3 objetivos): Costes-SO ₂ y Costes-PM ₁₀	188
Figura 7.8.	Frentes de Pareto Óptimos (3 objetivos): Costes-NO _x y Costes-PM ₁₀	188
Figura 7.9.	Frentes de Pareto Óptimos (4 objetivos): Costes-SO ₂ y Costes-NO _x	188
Figura 7.10.	Frentes de Pareto Óptimos (4 objetivos): Costes-PM ₁₀	189
Figura 7.11.	Relaciones costes-emisiones por cada tipo de emisión para todas las optimizaciones realizadas	190
Figura 7.12.	Relaciones costes-emisiones de SO ₂ en las soluciones mínimas y soluciones de compromiso obtenidas para todas las optimizaciones realizadas	191
Figura 7.13.	Relaciones costes-emisiones de NO _x en las soluciones mínimas y soluciones de compromiso obtenidas para todas las optimizaciones realizadas	192
Figura 7.14.	Relaciones costes-emisiones de PM ₁₀ en las soluciones mínimas y soluciones de compromiso obtenidas para todas las optimizaciones realizadas	192
Figura 7.15.	Relaciones costes-emisiones de CO ₂ en las soluciones mínimas y soluciones de compromiso obtenidas para todas las optimizaciones realizadas	193
Figura 7.16.	Relaciones costes-emisiones de SO ₂ + NO _x + PM ₁₀ en las soluciones mínimas y soluciones de compromiso obtenidas para todas las optimizaciones realizadas	194
Figura 8.1.	Gráficas típicas de los costes y los costes incrementales, de combustible, cuando la expresión de los costes de combustible es sólo cuadrática y cuando incorpora puntos de válvula.	207
Figura 8.2.	Ejemplo de demanda que varía según una distribución normal.	209

Lista de tablas

Tabla 4.1. Potencia instalada bruta, generación neta y demanda de energía eléctrica en Canarias y la Península.	22
Tabla 4.2. Generación térmica instalada en las centrales térmicas de Jinámar y Barranco de Tirajana.	27
Tabla 4.3. SEP de Gran Canaria: parámetros de la curva de consumo de combustible de funcionamiento (2013).	31
Tabla 4.4. Precios y PCI de los combustibles que se utilizaban en el año 2013 para el SEIE Canarias.	32
Tabla 4.5. SEP de Gran Canaria: parámetros de la curva de coste de arranque de los grupos (2013).	33
Tabla 4.6. SEP de Gran Canaria: parámetros de la curva de costes de operación y mantenimiento de funcionamiento de los grupos (2013).	34
Tabla 4.7. SEP de Gran Canaria: parámetros de la curva de costes de banda de regulación para los grupos (2013).	35
Tabla 4.8. SEP de Gran Canaria: parámetros para el cálculo de la retribución por garantía de potencia (2013).	38
Tabla 4.9. SEP de Gran Canaria: factores de estacionalidad (2013).	38
Tabla 4.10. Índice de cobertura máximo para los sistemas del SEIE Canarias.	38
Tabla 4.11. SEP de Gran Canaria: estadísticos de los grupos y potencias netas máximas disponibles.	40
Tabla 4.12. SEP de Gran Canaria: reserva primaria mínima.	42
Tabla 4.13. SEP de Gran Canaria: tiempos mínimos de arranque.	45
Tabla 4.14. SEP de Gran Canaria: algunos parámetros técnicos usados en cada grupo generador.	47
Tabla 4.15. Central Térmica de Jinámar: valores límite de emisión de contaminantes a la atmósfera para los focos de emisión canalizados.	55
Tabla 4.16. Central Térmica de Barranco de Tirajana: valores límite de emisión de contaminantes a la atmósfera para los focos de emisión canalizados.	56
Tabla 4.17. Catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera: instalaciones de producción de energía eléctrica.	58
Tabla 4.18. SEP de Gran Canaria: potencias térmicas.	61
Tabla 4.19. Redes de emisión que operan en Canarias y número de estaciones de medida que poseen.	64
Tabla 4.20. Estaciones de medida, por zonas, que existen actualmente en Gran Canaria.	65
Tabla 4.21. SEP de Gran Canaria: Niveles mínimos exigibles para las metodologías basadas en el cálculo aplicables a las instalaciones de categoría A y, en el caso de los factores de cálculo para los combustibles comerciales estándar, a todas las instalaciones, de conformidad con el artículo 26, apartado 1, letra a).	69
Tabla 4.22. SEP de Gran Canaria: niveles mínimos exigibles.	71
Tabla 4.23. SEP de Gran Canaria: nuevos mínimos técnicos por restricciones medioambientales de los grupos.	74
Tabla 4.24. SEP de Gran Canaria: parámetros de las curvas de emisión de SO ₂	76
Tabla 4.25. SEP de Gran Canaria: parámetros de las curvas de emisión de NO _x	76
Tabla 4.26. SEP de Gran Canaria: parámetros de las curvas de emisión de PM ₁₀	77
Tabla 4.27. SEP de Gran Canaria: parámetros de las curvas de emisión de CO ₂	77
Tabla 4.28. Central Térmica de Jinámar: ejemplo de informe mensual de las medidas medias horarias. ...	78
Tabla 4.29. SEP de Gran Canaria: valores de las analíticas mensuales utilizados para ajustar las curvas de emisiones de SO ₂ , NO _x y PM ₁₀ , a partir de mediciones en continuo.	80
Tabla 4.30. Central Térmica de Jinámar: ejemplo de informe mensual de las medidas medias horarias. ...	91

Tabla 4.31. SEP de Gran Canaria: valores de las analíticas mensuales utilizados para ajustar las curvas de emisiones de SO ₂ , NO _x y PM ₁₀ , a partir de mediciones semestrales.	92
Tabla 6.1. Test 1: coeficientes de costes y emisiones, y restricciones de generación.....	149
Tabla 6.2. Test 2: coeficientes de costes y emisiones, y restricciones de generación.....	149
Tabla 6.3. Test 3: coeficientes de costes y emisiones, y restricciones de generación.....	149
Tabla 6.4. Sistema Test 1: Mínimo coste de combustible. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.	153
Tabla 6.5. Sistema Test 1: Mínimas emisiones. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.	154
Tabla 6.6. Sistema Test 1: Solución de compromiso. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.	155
Tabla 6.7. Sistema Test 2: Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores. .	155
Tabla 6.8. Sistema Test 3: Mínimo coste de combustible. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.	157
Tabla 6.9. Sistema Test 3: ínimas emisiones. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.	158
Tabla 6.10. Sistema Test 3: Solución de compromiso. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.	158
Tabla 6.11. Sistema Test 3: Solución de compromiso. Resultados del MOI comparados con los algoritmos usados en las referencias [308, 315, 372, 385].....	159
Tabla 6.12. Test UC: datos operativos	167
Tabla 6.13. Test UC: demandas y reservas rodantes horarias	167
Tabla 6.14. Test UC: datos de costes	167
Tabla 6.15. Test UC: resultados de potencias horarias.....	168
Tabla 6.16. Test UC: parámetros de penalización.....	169
Tabla 6.17. Test UC: resultados de costes	169
Tabla 7.1. SEP de Gran Canaria: datos operativos.	178
Tabla 7.2. SEP de Gran Canaria: datos de costes.	178
Tabla 7.3. SEP de Gran Canaria: datos de emisiones de SO ₂ y NO _x	179
Tabla 7.4. SEP de Gran Canaria: datos de emisiones de Partículas y CO ₂	179
Tabla 7.5. SEP de Gran Canaria: datos de combustibles.....	180
Tabla 7.6. SEP de Gran Canaria: valores ínite de emisiones.	180
Tabla 7.7. SEP de Gran Canaria: datos de demanda de los días de punta diaria y demanda diaria mínimas, medias y máximas.....	182
Tabla 7.8. SEP de Gran Canaria: valores horarios reales de la demanda y de energía renovable.	183
Tabla 7.9. Caso 1: Optimización de Costes y Emisiones de SO ₂	195
Tabla 7.10. Caso 2: Optimización de Costes y Emisiones de NO _x	195
Tabla 7.11. Caso 3: Optimización de Costes y Emisiones de PM ₁₀	195
Tabla 7.12. Caso 4: Optimización de Costes y Emisiones de CO ₂	196
Tabla 7.13. Caso 5: Optimización de Costes y Consumo de Combustible	196
Tabla 7.14. Caso 6: Optimización de Costes y Emisiones de SO ₂ y NO _x	196
Tabla 7.15. Caso 7: Optimización de Costes y Emisiones de SO ₂ y PM ₁₀	196
Tabla 7.16. Caso 8: Optimización de Costes y Emisiones de NO _x y PM ₁₀	197
Tabla 7.17. Caso 9: Optimización de Costes y Emisiones de SO ₂ , NO _x y PM ₁₀	197
Tabla 7.18. SEP de Gran Canaria: comparativa de las soluciones mínimas obtenidas con los valores reales equivalentes del día elegido para el estudio.	198
Tabla 7.19. SEP de Gran Canaria: comparativa de las soluciones de compromiso obtenidas con los valores reales equivalentes del día elegido para el estudio.	198
Tabla 7.20. SEP de Gran Canaria. Caso de de mínimo coste: comparativa de las soluciones mínimas, obtenidas con los valores reales equivalentes del día elegido para el estudio.	199

Tabla 7.21. SEP de Gran Canaria. Caso de mínimo coste: comparativa de las soluciones de compromiso, obtenidas con los valores reales equivalentes del día elegido para el estudio.	199
Tabla 7.22. SEP de Gran Canaria. Caso de mínimo coste: comparativa de cada valor de emisión con respecto a los valores del grupo con mayor valor de la emisión correspondiente.	200
Tabla 7.23. SEP de Gran Canaria. Caso de mínimo coste: comparativa de las soluciones de compromiso con respecto a los valores del grupo con mayor valor de la emisión correspondiente.....	200
Tabla 7.24. Resultados de potencias horarias – Despacho real vs Solución de mínimo coste	201
Tabla 7.25. Resultados de costes – Despacho real vs Solución de mínimo coste.....	201

Lista de acrónimos

AAI	Autorización Ambiental Integrada
ABC	Artificial Bee Colony
ABCDP	Artificial Bee Colony with Dynamic Population size
ACSA	Ant Colony Search Algorithm
AG	Algoritmo Genético
AEF	Agente de Evolución Flexible
AGC	Automatic Generation Control
ANN	Artificial Neural Network
BA	Bat-inspired Algorithm
B&B	Branch and Bound
BB-BC	Big Bang–Big Crunch
BF-NM	Bacterial Foraging Nelder–Mead
BFOA	Bacteria Foraging Optimization Algorithm
BPSO	Binary Particle Swarm Optimization
CASO	Chaotic Ant Swarm Optimization, CASO
CC1	Ciclo Combinado 1
CC2	Ciclo Combinado 2
CD	Concentración Media Diaria
CEGCA	Centro de Evaluación y Gestión de la Calidad del Aire
CE-NSGA	Controlled Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm
CIHBMO	Chaotic Interactive Honey Bee Mating Optimization
CIT	Coste de Inversión Total
CLS	Chaotic Local Search
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
COA	Cuckoo Optimization Algorithm
COMOGA	Constrained Optimization by Multiobjective Optimization Genetic Algorithms
COMT	Coste de Operación y Mantenimiento Fijo Total
CORINAIR	Core Inventory of Air Emissions
C.T.	Central Térmica
DE	Differential Evolution
DE/BBO	Differential Evolution/Biography Based Optimization
DE–HS	Differential Evolution Algorithm with Harmony Search
DP	Dynamic Programming
DWA	Dynamic Weighted Aggregation
EA	Evolutionary Algorithm
EC	Evolutionary Computing
ED	Economic Dispatch
EEA	European Environment Agency
EED	Environmental and Economic Dispatch
EEUC	Environmental and Economic Unit Commitment
EEX	European Energy Exchange
EMEP	European Monitoring and Evaluation Programme
ENAC	Entidad Nacional de Acreditación

Lista de acrónimos

EP	Evolutionary Programming
EP-TSA	Evolutionary Programming - Tabu Search Algorithm
ES	Expert System / Evolution Strategies
FCU	Factor de Conversión de Unidades
FBBFA	Fuzzy-Based Bacterial Foraging Algorithm
FL	Fuzzy Logic
FMOEP	Fast Multi-Objective Evolutionary Programming
FOGM	First Orden Gradient Method
GA	Genetic Algorithm
G.E.I.	Gases de Efecto Invernadero
GENOCOP	Genetic algorithm for Numerical Optimization for CONstrained Problems
GP	Goal Programming
GSO	Group Search Optimizer
HACO	Hybrid Ant Colony Optimization
HASP	Hybrid Ant System Priority List
HBMO	Honey Bee Mating Optimization
H-IDEA	Heuristic Infeasibility Driven Evolutionary Algorithm
H-NSGA	Heuristic Non-dominated Sorting Genetic Algorithm
HSA	Harmony Search Algorithm
ICA	Índice de Calidad del Aire / Imperialistic Competition Algorithm
IDEA	Infeasibility Driven Evolutionary Algorithm
IFSM	Interactive Fuzzy Satisfying Method
IHBMO	Interactive Honey Bee Mating Optimization
IPC	Indice de Precios al Consumo
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPM	Interior Point Method
ISO	International Standard Organization
ISS	Improved Scatter Search
LR	Lagrangian Relaxation
LR-EP	Lagrangian Relaxation - Evolutionary Programming
LRGA	Lagrangian Relaxation Genetic Algorithm
LRPSO	Lagrangian Relaxation Particle Swarm Optimization
MA	Memetic Algorithm
MGA	Micro Genetic Algorithm
MGSO	Multiple Group Search Optimizer
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MNSGA-II + DCD	Modified Non-dominated Sorting Genetic Algorithm with Dynamic Crowding Distance
MNSGA-II + DCD + CE	Modified Non-dominated Sorting Genetic Algorithm with Dynamic Crowding Distance Controlled Elitism
MOBFA	Multi-Objective Bacterial Foraging Algorithm
MOCASO	Multi-objective Chaotic Ant Swarm Optimization
MODBC	Multi-Objective Directed Bee Colony
MODE	Multi Objective Differential Evolution
MOEA/D	Multi Objective Evolutionary Algorithm Based on Decomposition
MOGA	Multi Objective Genetic Algorithm
MOI	Método de Objetivos Incrementales
MOPSO	Multi Objective Particle Swarm Optimization
MTD	Mejores Técnicas Disponibles
NLP	Non Linear Programming

NPGA	Niched Pareto Genetic Algorithm
NRM	Newton-Raphson Method
NSBF	Non-dominated Sorting Bacteria Foraging
NSGA	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm
OCS	Correction String Operator
OGSA	Opposition-based Gravitational Search Algorithm
OMEL	Operador del Mercado Eléctrico
OS	Operador del Sistema
PAI	Períodos a Informar
PCI	Poder Calorífico Inferior
PDF	Probability Density Function
PL	Priority List
P.O.	Procedimiento de Operación
PPF	Price Penalty Factor
PSD	Particle Size Distribution
PSO	Particle Swarm Optimization
QBPSO	Quantum Binary Particle Swarm Optimization
QEA	Quantum Evolutionary Algorithm
REE	Red Eléctrica de España
RVCCAC	Red de Vigilancia y Control de la Contaminación Atmosférica en Canarias
SA	Simulated Annealing
SALBA	Self-Adaptive Learning Bat-inspired Algorithm
SALM	Self-Adaptive Learning Method
SEIE	Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares
SENP	Sistemas Eléctricos No Peninsulares
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SFLA	Shuffled Frog Leaping Algorithm
SLP	Successive Linear Programming
SNAP	Sistema Nacional de Areas Naturales Protegidas
SPEA	Strength Pareto Evolutionary Algorithm
SS	Scatter Search
TS	Tabu Search
UC	Unit Commitment
UE	Unión Europea
UNELCO	Unión Electrica de Canarias
VEGA	Vector Evaluated Genetic Algorithm
VLE	Valores Límites de Emisión
WA	Weighted Aggregation
WS	Weighted Sum
ϵ v-MOGA	Epsilon Variable Multi-Objective Genetic Algorithm

1. Introducción

En toda industria de producción de energía eléctrica es muy importante conseguir un funcionamiento adecuado de las centrales de producción, cubriendo en todo momento las necesidades de demanda de energía de la forma más económica posible, con el fin de obtener el mayor beneficio sobre el capital invertido.

Puesto que el coste de combustible es el factor principal en las plantas de combustibles fósiles (entre el 50% y el 60% de los costes totales) es necesario determinar la contribución de cada central o planta generadora y, dentro de cada una de estas, la de cada unidad, de forma que el coste de la energía suministrada sea mínimo. El combustible es, además, la materia prima fundamental en el proceso de obtención de la energía eléctrica en este tipo de plantas.

Hay que tener en cuenta que normalmente, en un sistema eléctrico de potencia, existen diferentes tipos de unidades de generación térmica que usan diferentes combustibles y poseen diferentes costes de producción, capacidades de generación y características. Además, el sistema está en continua variación en función de la demanda de carga de los consumidores. Esta demanda de electricidad es muy variable a lo largo de un día, de tal manera que la demanda en horas pico (máxima demanda) puede llegar a ser dos veces o más la demanda en horas valle (mínima demanda). También existe gran diferencia entre las curvas de demanda horaria de días laborales y días no laborales tal y como se muestra en la Fig. 1.1.

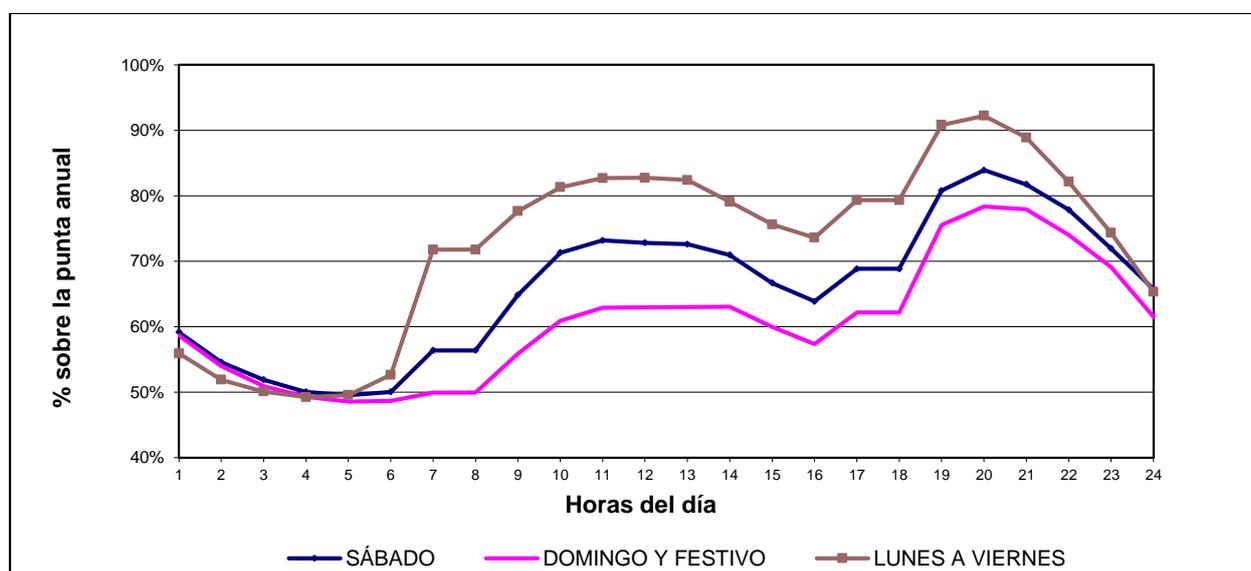


Figura 1.1. Curvas típicas de demanda

Por otro lado, las centrales de producción de energía eléctrica son grandes productoras de emisiones contaminantes (CO_2 , SO_2 , NO_x y partículas, fundamentalmente), problema que desde hace ya muchos años está centrando la atención del público en general, que demanda una mejor calidad del aire que respira.

Tradicionalmente, en la planificación y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) prepondera la minimización de los costes económicos. Aunque se incluyen restricciones técnicas, para cumplir con la demanda solicitada por los clientes con la calidad exigida por la reglamentación vigente, esto normalmente se hace bajo la perspectiva de una optimización económica, no incluyéndose criterios de

1. Introducción

optimización medioambiental para reducir las emisiones de contaminantes por el uso de combustibles fósiles.

Por otro lado, cuando en los SEP se habla de reducción de emisiones, generalmente se hace referencia a la aplicación de diferentes técnicas de reducción de emisiones a los generadores instalados en el sistema, dependiendo de las tecnologías existentes. Esto, obviamente, es un paso muy importante en la reducción de emisiones, porque ataca al origen de la producción de las mismas, es decir, actúa en las unidades de generación térmica que usan combustibles fósiles. Ejemplos de dichas técnicas de reducción de emisiones son:

- Equipos precombustión o implicados directamente en la combustión para la reducción de los óxidos de nitrógeno, como son:
 - La inyección de agua en el combustible antes o en el mismo proceso de combustión.
 - La utilización en la combustión de los propios gases enfriados para rebajar la temperatura de la llama (recirculación de gases).
- Equipos postcombustión para el tratamiento de los gases de escape, como son:
 - Las instalaciones de desulfuración para la reducción de los óxidos de azufre.
 - Electrofiltros y multiciclones para la reducción de partículas en grupos térmicos convencionales de fuel o carbón.
 - Equipos de reducción catalítica de azufre.
 - Equipos de captura de CO₂.

Otra forma de reducir emisiones es la sustitución de los combustibles en uso por otros de mejor calidad, medioambientalmente hablando, es decir, con menores contenidos de azufre, nitrógeno, etc., así como la sustitución de grupos que utilizan combustibles fósiles por otros tipos de grupos generadores de potencia, como son los que utilizan energías renovables, como el viento, el Sol, las mareas, etc. En este último caso, es obvio que eliminando la fuente origen de los contaminantes se eliminan las emisiones correspondientes; por ello, todo lo que sea sustituir generación con fuentes de energía provenientes de combustibles fósiles por energías renovables o “limpias”, interviene de forma muy importante en la reducción de las emisiones y contribuye a la mejora del medio ambiente. Sin embargo, a día de hoy, y es posible que aún durante muchos años más, se siguen utilizando tecnologías que usan combustibles fósiles y, por tanto, es necesario seguir tomando acciones para reducir lo más posible la emisión de contaminantes en los sistemas eléctricos donde se siguen usando aquellas.

Así pues, la motivación principal de esta Tesis es aportar un enfoque diferente al que usualmente se lleva a cabo cuando se habla de la reducción de emisiones en sistemas eléctricos de potencia. Se pretende verificar que, sin necesidad de inversiones adicionales de ningún tipo, se pueden obtener reducciones significativas de emisiones contaminantes en el conjunto del sistema, que quizás no lleguen a ser del mismo orden de magnitud que las obtenidas con la aplicación de soluciones tecnológicas concretas, aplicadas a las unidades de generación, pero siempre supondrán una ayuda al objetivo final de la reducción de emisiones contaminantes.

1.1. Estructura de la Tesis

La presente Tesis doctoral está dividida en ocho capítulos, que se completan con una amplia bibliografía referida al tema de estudio que se ha trabajado. Así, en el presente Capítulo 1 se hace la introducción a la Tesis. En el Capítulo 2 se hace una breve descripción de las principales especies contaminantes que se emiten a la atmósfera cuando los sistemas eléctricos de potencia operan con tecnologías que usan combustibles fósiles. En el Capítulo 3 se describe el problema a resolver. En el Capítulo 4 se describe el caso real utilizado y los condicionantes operativos y medioambientales del mismo. En el Capítulo 5 se hace una recapitulación del estado del arte, relacionado con la resolución del problema

planteado, relatando y describiendo brevemente las diferentes metodologías utilizadas a lo largo de los últimos años, haciendo las referencias oportunas a las publicaciones en las que se tratan las mismas. En el Capítulo 6 se expone la metodología desarrollada y utilizada para resolver el caso real planteado en esta Tesis. En el Capítulo 7 se especifican los datos de partida y se muestran los resultados obtenidos. Por último, en el Capítulo 8 se exponen las conclusiones obtenidas y se plantean los posibles desarrollos futuros.

1.2. Publicaciones

Algunas de las contribuciones de esta Tesis han sido presentadas en Congresos y enviadas, recientemente, para su publicación a una revista científica internacional:

1.2.1. Artículos en revistas

- G. Winter, A Pulido, B. González, M. Maarouf, J. González, M. Cruz, B. Galván, “Predicción de la Demanda de la Energía Eléctrica a Largo Plazo: Un Reto en Ingeniería Computacional”. *Dyna*, Noviembre - Diciembre 2015, Vol. 90 n°6. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7834>. Índice de impacto JCR (2014): 0,179.
- Manuel Cruz, Begoña González, Gabriel Winter, “An Analytical Solution for the Environmental/Economic Power Dispatch”. Enviado a la revista internacional IEEE TRANSACTIONS and JOURNALS en septiembre de 2015.

1.2.2. Capítulos de libros

- B. Galván, G. Winter, D. Greiner, M. Cruz and S. Cabrera, “Generator Scheduling in Power Systems by Genetic Algorithms and Expert Systems”. En *Evolutionary Algorithms in Engineering and Computer Science*, John Wiley & Sons, pp. 411 – 424. ISBN 0-471-99902-4 (1999).
- B. Galván, B. González, S. Alonso, M. Cruz and G. Winter. “Economic dispatch optimization in electric power systems by a flexible evolution agent”. En: “Evolutionary Algorithms and Intelligent Tools in Engineering Optimization”. W. Annicchiarico, J. Périaux, M. Cerrolaza and G. Winter (Eds), CIMNE y WIT Press, pp. 248-267. ISBN 1-84564-038-1 (2005).

1.2.3. Contribuciones a congresos

- B. Galván, G. Winter, D. Greiner, M. Cruz y S. Cabrera, “Generator Scheduling in Power Systems by Genetic Algorithms and Expert Systems”. *Evolutionary Methods for Design, Optimization and Control with Applications to Industrial Problems*, EUROGEN 99, Universidad de Jyväskylä, Finlandia, Junio 1999.
- G. Winter, M. Cruz, B. Galván y D. Greiner, “Optimal Scheduling of Power Generation by Evolutionary Algorithms”, G. Winter, M. Cruz, B. Galván y D. Greiner. *European Congress on Computational Methods in Applied Sciences and Engineering*, ECCOMAS 2000, Barcelona, Septiembre 2000.
- G. Winter, M. Cruz y B. Galván, “Multiobjective Power Dispatch Optimization”, *Evolutionary Methods for Design, Optimization and Control with Applications to Industrial Problems*, EUROGEN 2001, Atenas, Grecia, Septiembre 2001.

1. Introducción

1.2.4. Otros documentos científicos

- B. Galván, G. Winter, D. Greiner, M. Cruz y S. Cabrera, "Generator Scheduling in Power Systems by Genetic Algorithms and Expert Systems". Documento enviado a la Dirección General XII de Bruselas e incorporado a la base de datos "Test Cases INGENET Database" de INGENET (Networked Industrial Design and Control Applications Using Genetic Algorithms and Evolution Strategies), Noviembre 1998.
- B. Galván, G. Winter, M. Cruz, "Multiobjective Power Dispatch Optimization". Sesión de Energía del III INGENET WORKSHOP (Networked Industrial Design and Control Applications Using Genetic Algorithms and Evolution Strategies), Gran Canaria, Diciembre 2000. Documento enviado a la Dirección General XII de Bruselas e incorporado a la base de datos "Test Cases INGENET Database" de INGENET (Networked Industrial Design and Control Applications Using Genetic Algorithms and Evolution Strategies), Noviembre 1999.
- G. Winter, M. Cruz y B. Galván, "Optimal Dispatch Scheduling of Power Generation using Evolutionary Algorithms". Documento enviado a la Dirección General XII de Bruselas e incorporado a la base de datos "Test Cases INGENET Database" de INGENET (Networked Industrial Design and Control Applications Using Genetic Algorithms and Evolution Strategies), Noviembre 2000.
- B. Galván, M. Cruz, "Multiobjective Optimization in Load Dispatch of Electric Power System by EAs". Open Day organizado por INGENET (Networked Industrial Design and Control Applications Using Genetic Algorithms and Evolution Strategies), Instituto Von Karman, Waterbossesteenweg, Bélgica, Junio 2001.

1.2.5. Participación en proyectos de investigación

- "INGENET: Networked Industrial Design and Control Applications Using Genetic Algorithms and Evolution Strategies".
Proyecto Europeo BRRT-97-CT-5034. Programa Europeo I+D Thematic Network, Dirección General XII, Unión Europea, D.G. Sciences Research and Development Industrial and Material Technology (Noviembre 1997 – Mayo 2002).
- "ANÁLISIS Y APLICACIONES DE ALGORITMOS GENÉTICOS EN LA PROGRAMACIÓN ÓPTIMA DE LA SECUENCIA DE FUNCIONAMIENTO DE UNIDADES DE PRODUCCIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA".
Proyecto I+D. Convenio de Colaboración entre la empresa Unión Eléctrica de Canarias (UNELCO), La Universidad de Las Palmas de Gran Canaria a través del CEANI (Centro Interdepartamental de Investigación de Aplicaciones Numéricas en Ingeniería) y La Fundación Universitaria de Las Palmas (Marzo 1999 – Diciembre 2000).
- "SUBSISTEMA SOFTWARE INTELIGENTE DEL DESPACHO, DESLASTRE Y REPOSICIÓN DE CARGAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA".
Proyecto de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico dentro del Programa Nacional de I+D de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones del Ministerio de Ciencia y Tecnología, Secretaría de Estado de Política Científica y Tecnológica, Dirección General de Investigación. Plan Nacional de I+D+I 2000-2003.

2. Contaminación atmosférica en los sistemas eléctricos de potencia

La producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles da lugar a una serie de residuos o contaminantes que se podrían resumir en tres grandes bloques:

- a) Residuos sólidos: son normalmente los residuos de la combustión, como las cenizas y los residuos de los propios combustibles utilizados, por ejemplo, residuos del carbón.
- b) Residuos líquidos: entre ellos están las aguas que se utilizan para enfriar diferentes fases en el proceso de producción y que son devueltas al medio ambiente a mayor temperatura, los lodos provenientes de los filtrados de los combustibles líquidos y los aceites que deben ser tratados en empresas especializadas o quemados, mezclados con los combustibles habituales, si la reglamentación vigente lo permite.
- c) Residuos gaseosos: la emisión de gases como consecuencia de la combustión. El proceso de combustión se puede definir como la combinación del oxígeno con determinados elementos del combustible, que en los combustibles fósiles son fundamentalmente tres: carbono (C), hidrógeno (H₂) y, en menor medida, azufre (S). Los productos de las reacciones de estos elementos con el oxígeno son fundamentalmente: dióxido de carbono (CO₂), agua (H₂O) y dióxido de azufre (SO₂), respectivamente. También se producen otros compuestos dependiendo de la composición del combustible y de la cantidad de oxígeno que interviene en la combustión (NO_x, CO, partículas, etc.). Todos estos productos resultantes de la combustión, más otras sustancias que forman parte del propio combustible, y que son emitidas en pequeñas cantidades, por ejemplo, metales pesados, compuestos de haluros y dioxinas, constituyen los gases de escape que son evacuados a la atmósfera a través de las chimeneas de las unidades generadoras. Estas emisiones tienen un efecto ambiental importante dando lugar a fenómenos tan conocidos como el “efecto invernadero”, la “lluvia ácida”, “smog”, corrosión y efectos nocivos en la salud de seres humanos y animales.

Este capítulo trata acerca de los principales contaminantes atmosféricos que se emiten en la producción de energía eléctrica a través de grupos térmicos que utilizan combustibles fósiles y que son: SO₂, NO_x, partículas y gases de efecto invernadero como el CO₂. Las cantidades de cada uno dependerán del tipo y del tamaño de la instalación, y del tipo y calidad del combustible, así como de la manera en que se queme. La dispersión y las concentraciones de estas emisiones, a nivel del suelo, son el resultado de una interacción compleja de las características físicas de la chimenea de la planta, las cualidades físicas y químicas de las emisiones, las condiciones topográficas del lugar de ubicación de la planta y las áreas circundantes y las condiciones meteorológicas en el lugar de emisión o cerca del mismo, durante el tiempo que se requiere para que las emisiones se trasladen desde la chimenea hasta los receptores a nivel del suelo (por ejemplo, seres humanos, cultivos y vegetación nativa).

2.1. Dióxido de Carbono (CO₂)

La emisión de CO₂ es intrínseca a la combustión de combustibles que contengan carbono (C), por lo que está presente en cualquier proceso que suponga la quema de combustibles fósiles, como es el caso de unidades de generación de energía eléctrica en grupos térmicos, pero que también está presente en el sector automovilístico o cualquier otro proceso productivo que utilice la combustión de productos derivados del petróleo.

2. Contaminación atmosférica de los SEP

Puesto que la presencia de CO₂ está relacionada con la propia combustión del Carbono al reaccionar éste con el Oxígeno necesario para la combustión, su reducción es sólo posible en cada grupo generador mejorando en todo lo posible la eficiencia de los mismos. Por ello, se deben ir sustituyendo grupos antiguos menos eficientes por otros más eficientes. Actualmente, de entre los grupos térmicos, los ciclos combinados están dentro de los más eficientes, por lo que su proliferación ayuda a reducir las emisiones de CO₂, sobre todo si, además, utilizan gas natural en lugar de combustibles líquidos.

El CO₂ no es propiamente un contaminante (se encuentra en las botellas de refrescos carbónicos, por ejemplo), pero es un contribuyente muy importante al efecto invernadero. La cantidad de CO₂ emitido por una central está en relación con el tipo de combustible usado (a igualdad de poder calorífico, el gas natural reduce a la mitad la emisión de CO₂ en comparación con el uso de carbón o fuel). También es importante el rendimiento de la central, pues reduce las emisiones de este gas por cada unidad de electricidad producida. Por esta razón, las centrales de gas de ciclo combinado pueden ser interesantes para reducir la emisión de CO₂.

El dióxido de carbono es uno de los gases de efecto invernadero (G.E.I.) que, sin embargo, contribuye a que la Tierra tenga una temperatura habitable, siempre y cuando se mantenga dentro de un rango determinado. Sin dióxido de carbono, la Tierra sería un bloque de hielo. Por otro lado, un exceso de dióxido de carbono acentúa el fenómeno conocido como efecto invernadero, reduciendo la emisión de calor al espacio y provocando un mayor calentamiento del planeta. El efecto invernadero se crea al aumentar la concentración de CO₂ y de otros gases en la atmósfera. La elevada concentración de estos gases funciona como el techo de cristal de un invernadero, que deja entrar los rayos del sol pero impide que se disipe el calor hacia la atmósfera. El resultado de un efecto invernadero acrecentado sería un planeta cada vez más cálido, con consecuencias climáticas difíciles de predecir, pero casi con toda seguridad indeseables.

En los últimos años la cantidad de dióxido de carbono ha aumentado mucho y eso contribuye, según el consenso científico, al calentamiento global del clima planetario. A partir del protocolo de Kioto, numerosos gobiernos han aceptado tomar medidas para reducir las emisiones de estos gases.

2.2. Dióxido de Azufre (SO₂)

El dióxido de azufre es un gas bastante estable, incoloro, no inflamable y muy soluble en agua. Posee un olor fuerte e irritante para altas concentraciones, y para concentraciones mayores que 0,1 ppm se produce una importante reducción de la visibilidad. Tiene una vida media en la atmósfera estimada en días y se combina fácilmente con el agua de la atmósfera dando lugar al ácido sulfúrico, responsable de la lluvia ácida.

La emisión de SO₂ es el resultado de la oxidación del azufre contenido en los combustibles fósiles en el proceso de combustión (carbón, fuel y gasóleos), por lo que se da principalmente en centrales térmicas, procesos industriales, tráfico de vehículos pesados, y por calefacciones que usan carbón y fuel, aunque también se producen en las industrias cementeras, las refinerías de petróleo y en algunas industrias metalúrgicas.

Al entrar en contacto con la atmósfera puede formar sulfatos y con la humedad formar asimismo ácidos, los cuales pueden formar parte de las partículas que quedan en el ambiente y, por tanto, respirables por los seres humanos y los animales, pudiendo ocasionar daños graves en los organismos vivos al pasar a su interior a través de las vías respiratorias. Entre los efectos que produce sobre la salud humana, se encuentra la irritación de ojos, mucosas y piel, y afecciones en el aparato respiratorio, si bien raras veces se llega a las concentraciones necesarias para producir estos efectos. Estos ácidos en el medio ambiente pueden también ocasionar graves daños en la vegetación y en las estructuras e instalaciones metálicas.

El dióxido de azufre es el principal inductor de la lluvia ácida, cuando se combina con la humedad atmosférica para producir ácido sulfúrico. El ácido se deposita lentamente sobre los bosques y las masas de agua, llegando en casos extremos a afectar seriamente a grandes extensiones arboladas y acuáticas. Hasta mediados de los 80, la emisión de SO_2 aumentó en paralelo a la producción de electricidad en centrales térmicas. Desde entonces se está reduciendo paulatinamente gracias al empleo de carbones importados y a procedimientos mejorados de descontaminación (desulfuración).

2.3. Óxidos de Nitrógeno (NO_x)

En la atmósfera se pueden encontrar los óxidos de nitrógeno en tres formas distintas: óxido nitroso (N_2O), óxido nítrico (NO) y dióxido de nitrógeno (NO_2).

El dióxido de nitrógeno (NO_2) es un gas fuertemente tóxico de color pardo rojizo. A partir de éste se forma en la atmósfera el ácido nítrico que es absorbido por las gotas de agua, precipitando en forma de lluvia ácida. De los tres es el más importante por sus efectos sobre la salud humana.

El óxido nítrico (NO) es un gas tóxico e incoloro que reacciona con el ozono para formar dióxido de nitrógeno. Participa activamente en las reacciones atmosféricas causando el “smog”.

El óxido nitroso (N_2O) es un gas incoloro, no inflamable ni tóxico. Es el óxido de nitrógeno más abundante en la baja atmósfera. Este gas de efecto invernadero, tiene un papel fundamental en el ciclo del nitrógeno. Es fuente primaria de otros óxidos de nitrógeno causantes de nieblas de contaminación fotoquímica.

De todos los óxidos de nitrógeno sólo se consideran contaminantes el NO y el NO_2 , formados en los procesos de combustión a partir de la oxidación del nitrógeno atmosférico.

La aparición de estos contaminantes está marcada, fundamentalmente, por la presencia del nitrógeno del aire en el proceso de combustión. Además, se originan en algunos procesos industriales, así como por el empleo de carburantes por cualquier tipo de motores.

La producción de óxidos de nitrógeno depende más bien de las condiciones en que se lleva a cabo la combustión, especialmente de la temperatura alcanzada. Cuanto mayor es la temperatura en los procesos de combustión, mayor será la cantidad producida de óxidos de nitrógeno.

El dióxido de nitrógeno (NO_2) es, de los óxidos de nitrógeno, el más importante por sus efectos sobre la salud y sobre la vegetación cuando se encuentra en la atmósfera a altas concentraciones. Estudios epidemiológicos indican que el NO_2 es cuatro veces más tóxico que el NO . A elevadas concentraciones pueden, en periodos de larga exposición, producir alteraciones sobre el sistema respiratorio como tos y fatiga e irritación ocular.

Los óxidos de nitrógeno (NO_x) también contribuyen a la lluvia ácida y a fenómenos como la “acidificación del medio” y es una de las principales fuentes de ozono en las capas bajas de la atmósfera (donde, a diferencia de la estratosfera, es un peligroso contaminante) mediante la acción de la luz solar sobre los óxidos de nitrógeno, dando lugar a lo que se denomina “smog fotoquímico”.

La reducción de emisiones de NO_x está menos avanzada que la de partículas y SO_2 . No obstante, la industria está poniendo en marcha procedimientos -como el uso de quemadores de baja producción de óxidos de nitrógeno, y el empleo combinado de gas natural- con los que se confía lograr una reducción significativa de las emisiones en los próximos años.

2.4. Partículas respirables (PM₁₀)

Las partículas pueden existir en cualquier forma o tamaño y pueden ser partículas sólidas o gotas líquidas. Presentan diversas características físicas, diferentes composiciones químicas y muy variadas fuentes de emisión.

El tamaño de estas partículas existentes en la atmósfera es un factor importante en la determinación tanto de los efectos que producen como de las áreas afectadas ya que establece su tiempo de permanencia en la atmósfera y la manera en la que puede afectar a los seres vivos.

Se pueden clasificar según su tamaño en:

- Partículas sedimentables. Son las partículas mayores de 10 μm y permanecen en suspensión en el aire durante períodos de tiempo relativamente cortos. Sus efectos son más acusados en las proximidades de las fuentes que las emiten.
- Partículas en suspensión. Son las partículas de tamaño comprendido entre 0,1 μm y 10 μm , tienden a formar suspensiones mecánicamente estables en el aire, pudiendo ser trasladadas a grandes distancias por la acción del viento. Las partículas en suspensión son aquellas partículas sólidas o líquidas presentes en el aire de tamaño suficiente tal que no se depositen demasiado rápido sobre la superficie.

La composición química de las partículas depende mucho de su origen. Así, las partículas de polvo procedentes del suelo contienen, principalmente compuestos de calcio, aluminio y silicio. Este polvo también puede proceder de emisiones debidas a erupciones volcánicas, incendios forestales, actividades sísmicas o geotérmicas, etc. También hay que considerar como fuentes de emisión de material particulado la resuspensión de las partículas depositadas en el suelo, por efecto del viento. Así también hay que destacar como fuente de emisión de partículas los desiertos, las zonas áridas y en general cualquier superficie que contenga material fragmentado y esté sometido a la acción del viento. En Canarias, por ejemplo, el mayor aporte de partículas es de origen natural, como resultado de la invasión episódica de partículas del desierto del Sahara y del Sahel.

La principal generación de partículas debida a la actividad del hombre se basa en la utilización de carburantes para motores en general y aquellas actividades que tienen como consecuencia la fracturación de materiales, canteras, industrias del metal, cementeras, etc. El humo procedente de los procesos de combustión de materiales orgánicos y combustibles fósiles como petróleo, madera y residuos domésticos contiene diferentes compuestos orgánicos, al igual que los humos procedentes de industria química o alimentaria. El carbón es el principal causante de la emisión de partículas de cenizas.

Tanto las partículas sedimentables, como las que se encuentran en suspensión, pueden causar efectos nocivos, al depositarse sobre plantas, casas y tendedores o al ser absorbidas en la respiración.

Los efectos en la salud dependen de la concentración de dichas partículas en la atmósfera, del tiempo de exposición, de su composición y de la sensibilidad del individuo. El riesgo de intrusión de partículas al sistema respiratorio depende del tamaño de las mismas. En el tracto respiratorio las partículas de más de diez micras de diámetro no son tan peligrosas. Las comprendidas entre 0,5 y 5,0 micras pueden permanecer en los bronquios pero pocas llegan a los alvéolos, ya que son eliminadas por los cilios. Las partículas que permanecen en los pulmones limitan la capacidad respiratoria.

Las partículas interfieren en la fotosíntesis de las plantas, impidiendo la penetración de la luz solar y perturbando el proceso de intercambio de CO₂ en la atmósfera. Además influyen en la temperatura atmosférica por su capacidad de absorber y/o emitir radiación, alteran la cubierta nubosa, y sirven de medio para reacciones químicas.

La emisión de partículas se está reduciendo paulatinamente en los últimos años, pues se trata de un tipo de contaminante relativamente fácil de atrapar antes de que salga por la chimenea. Hay que tener en

cuenta que los sistemas de retención de partículas cuentan con larga experiencia en las centrales térmicas, con procedimientos que garantizan porcentajes de eliminación próximos al 100%.

3. Descripción del problema

Como caso real de aplicación, en esta Tesis se considera el sistema eléctrico de Gran Canaria, uno de los seis sistemas eléctricos existentes en el archipiélago canario, por ser uno de los dos más importantes de este archipiélago y por disponer de la más variada tipología de tecnología con respecto al resto de sistemas. Hay que decir que el sistema eléctrico de Tenerife es muy similar y serviría también como ejemplo igual de válido que Gran Canaria, pero el objetivo es centrarse en un sistema concreto y sacar conclusiones que podrían generalizarse para el resto, aunque sería necesario particularizar en cada uno de ellos para afinar las conclusiones que de forma genérica pudieran derivarse de este estudio. Es por ello que una posible continuación de este trabajo pudiera ser particularizar para el resto de sistemas eléctricos canarios y, por qué no, a los sistemas eléctricos balear, de Ceuta y de Melilla.

El planteamiento del problema para un caso concreto exige conocer la legislación particular del sistema que se quiere estudiar, tanto desde el punto de vista de costes como de emisiones, ya que en ambos casos puede haber restricciones y condicionantes que se deban tener en cuenta. Estos aspectos legales se detallan en el Capítulo 4.

De forma genérica, el planteamiento del problema se podría resumir en decidir conjuntamente sobre los dos aspectos siguientes:

- qué unidades generadoras deben ponerse en servicio o pararse y en qué orden y
- qué potencia de generación debe aportar cada unidad generadora

ambos en cada hora de un período determinado de tiempo (1 día de estudio, 24 horas) y teniendo en cuenta que los costes y las emisiones de contaminantes sean mínimos en el conjunto del período considerado.

Hay que decir que históricamente estos dos aspectos se han tratado en muchos casos como problemas totalmente diferenciados, existiendo mucha literatura sobre ambos por separado. El primero es conocido como “Asignación de Unidades” y el segundo como “Despacho de cargas”.

3.1. Asignación de unidades

El problema de decidir qué unidades de generación deben ponerse en servicio o pararse y en qué orden para satisfacer la demanda en todo momento en un determinado sistema eléctrico de potencia, se denomina normalmente “Asignación de unidades”. Este problema no es de fácil solución en cuanto a las múltiples combinaciones posibles que pueden dar lugar a la solución buscada.

Como planteamiento teórico, supongamos que tenemos los siguientes datos de partida:

- N unidades para acoplar o desacoplar.
- Una previsión de demanda para M períodos de tiempo (M horas).
- Los M niveles de demanda a satisfacer y los límites de operación de las N unidades son tales que cualquier unidad o combinación de unidades puede satisfacer las demandas horarias.

En esta situación, el número total de posibles combinaciones de las unidades para satisfacer la demanda en cada hora sería:

$$C(N, 1) + C(N, 2) + \dots + C(N, N) = 2^N - 1 \quad (3.1)$$

donde $C(N, i)$ es la combinación de N elementos tomados de i en i , que se define como:

3. Descripción del problema

$$C(N, i) = \frac{N!}{(N-i)! i!} \quad (3.2)$$

Y para el período total de los M intervalos horarios, el máximo número de posibles combinaciones sería de $(2^N - 1)^M$, que puede ser un número desorbitado. Por ejemplo, para un período de 24 horas (24 intervalos de 1 hora) y para sistemas con 5, 10 y 15 unidades, se tendría:

N	$(2N - 1)$	$(2N - 1)^M$
5	31	$6,20 \times 1.035$
10	1.023	$1,73 \times 1.072$
15	32.767	$2,35 \times 10.108$

Afortunadamente, las restricciones de las unidades y las relaciones de demanda-capacidad de los sistemas son tales que no se llega a alcanzar estas grandes cifras. No obstante, el problema sigue teniendo una alta dimensionalidad.

3.2. Despacho de cargas

El problema de decidir qué potencia debe tener cada unidad generadora para satisfacer la demanda en todo momento en un determinado sistema eléctrico de potencia se denomina, normalmente, “despacho de cargas”. Puesto que tradicionalmente el objetivo fundamental en los sistemas eléctricos de potencia ha sido la minimización de costes, es habitual encontrar en la literatura la denominación de “despacho económico de cargas”. Si lo que se pretende es minimizar las emisiones, se podría hablar de “despacho medioambiental de cargas”. En ambos casos el planteamiento es el mismo, la diferencia está en que en un caso se busca la minimización de costes y en el otro la minimización de emisiones. En esta Tesis se pretenden minimizar ambos objetivos a la vez, los costes y las emisiones, por lo que se podría hablar de “despacho económico-medioambiental de cargas”.

Para poder resolver el problema del despacho de cargas es fundamental conocer las expresiones que relacionan los costes y las emisiones con la potencia generada por cada unidad generadora. En ambos casos, dicha expresión fundamental se basa en la relación entre el combustible consumido y la potencia generada. En el caso de los costes, porque el consumo de combustible es variable con la potencia generada por cada unidad generadora y, en el caso de las emisiones, porque éstas están en relación directa con el combustible consumido y, por tanto, también es variable con la potencia generada. En la Figura 3.1; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestran las curvas típicas para dichas relaciones, tanto en el caso de los costes como de las emisiones. Dichas curvas son el resultado de pruebas reales que se hacen a las unidades generadoras en unas condiciones de estabilidad y de carga determinadas, con los consiguientes ajustes en función de las condiciones atmosféricas con respecto a unas condiciones de referencia.

En el caso de las curvas de coste, éstas se obtienen a través de las curvas de consumo térmico de combustible del grupo, directamente mediante contadores de energía y de combustible, en el caso de grupos que utilizan combustible líquidos, o indirectamente mediante el método de pérdidas separadas en grupos que queman combustibles sólidos como el carbón. En cualquier caso, se suelen hacer pruebas a varias cargas manteniendo la estabilidad del grupo durante un cierto período de tiempo durante el cual se toman las variables que permiten determinar el consumo térmico de la unidad generadora. Normalmente, estas pruebas suelen hacerse a mínimo técnico, carga máxima y dos cargas intermedias, repitiéndose ambas de forma no consecutiva, de tal manera que se tiene un par de datos para cada nivel de carga, con lo que se dispone de un número suficiente de puntos para obtener la curva de regresión representativa del consumo térmico del grupo en función de su potencia de generación. Las curvas así obtenidas se denominan “características de consumo de combustible – generación” y son la base de partida para

establecer el reparto óptimo de una demanda de carga entre varias unidades generadoras que funcionan en paralelo para satisfacer dicha demanda.

El consumo de combustible suele expresarse en kilocalorías por hora y la generación en MW, obteniéndose a partir de ella la característica de coste de combustible-generación, multiplicando por el coste de combustible correspondiente al combustible utilizado en cada unidad generadora. Puesto que normalmente existen unidades dentro de un mismo sistema que utilizan combustibles diferentes con diferentes precios o, siendo el mismo combustible, tienen diferentes precios por diversas razones (costes de transporte, logística, etc.) es importante utilizar las características de coste de combustible-generación para obtener el despacho económico.

En el caso de las curvas de emisiones, se deben medir las concentraciones de los diferentes contaminantes contenidos en los gases de escape en la chimenea de cada grupo generador a diferentes cargas de forma similar a la indicada para los costes, de tal manera que se pueda llegar a establecer una relación entre la cantidad de contaminante emitido y la potencia de generación de cada unidad generadora, que se denomina “característica de emisión de contaminante – generación”.

Las emisiones suelen expresarse en mg/Nm³ de contaminante emitido, por lo que hay que utilizar las conversiones necesarias para obtener los kg/h de contaminante y obtener la característica de emisión-generación que relaciona los kg/h de contaminante con la potencia generada en MW.

Normalmente, las expresiones tanto para los consumos de combustible como para las emisiones, para cada una de las unidades generadoras, suelen estar representadas por ecuaciones de segundo grado, del tipo:

$$Función = a + b P + c P^2 \quad (3.3)$$

donde a , b y c son constantes obtenidas a partir de las pruebas que se realizan a las unidades generadoras para correlacionar la variable que se mide en función de la potencia generada por cada unidad (P).

Se puede comprobar que los costes y las emisiones dependen directamente de la cantidad de combustible consumido, el cual es la materia prima fundamental, dentro del proceso de obtención de energía a partir de combustibles fósiles.

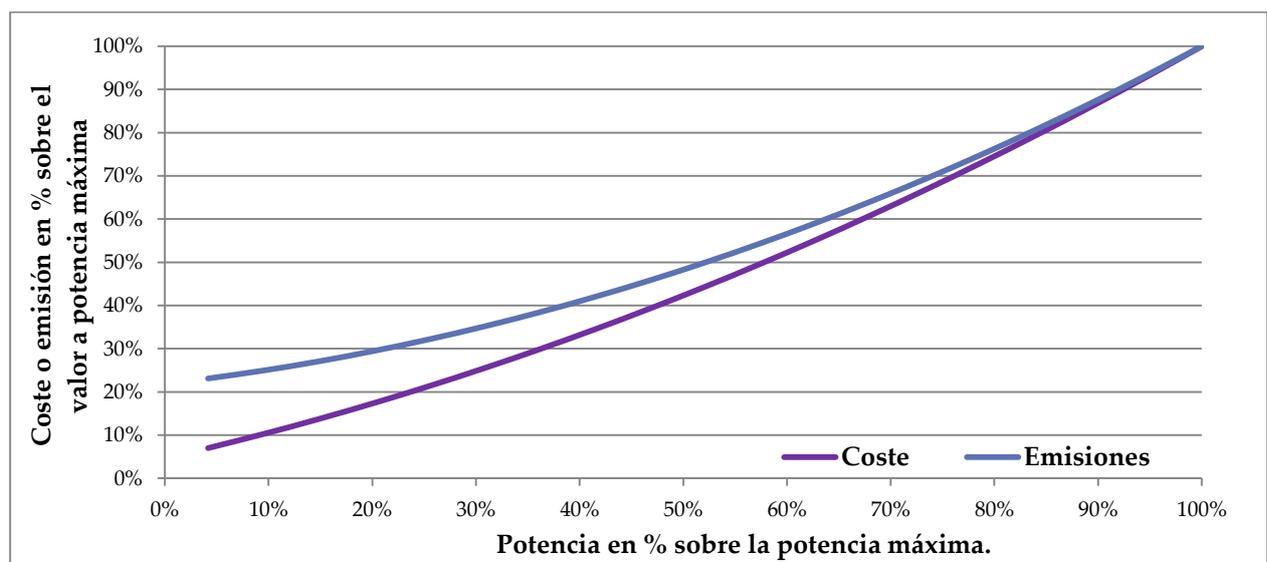


Figura 3.1. Curvas típicas que relacionan los costes y las emisiones con la potencia generada por cada unidad generadora

3. Descripción del problema

Es necesario aclarar que, en el estudio de la minimización de costes en los sistemas eléctricos de potencia, se parte del hecho de que cada unidad generadora está trabajando a un óptimo de rendimiento para las condiciones en que se encuentre en todo momento, así como que se utilizan los combustibles más económicos que el mercado y la legislación medioambiental permite. Por otro lado, en el caso de la minimización de emisiones se parte también del hecho de que las unidades generadoras utilizan los combustibles y las tecnologías adecuadas para que las emisiones sean las mínimas posibles.

Sin embargo, el que se utilicen los combustibles más baratos posibles, que las unidades funcionen en todo momento a su óptimo de rendimiento, y que se utilicen las mejores técnicas disponibles para reducir las emisiones, no garantiza que se esté consiguiendo un óptimo de costes y de emisiones en el sistema en conjunto, que es precisamente lo que se busca, por lo que se hace necesario buscar la combinación de grupos y las cargas de los mismos de tal forma que la combinación de los consumos de combustible dé unos costes y emisiones mínimas.

3.3. Restricciones y otros condicionantes operativos

Además de las características que relacionan el coste de combustible y las emisiones de contaminantes con la generación de cada unidad generadora, es necesario conocer el resto de condicionantes que existen en el sistema que se estudie. Algunos de estos condicionantes pueden afectar a la asignación de unidades, al despacho de carga o a ambos.

Algunos de estos condicionantes son restricciones y otros son extracostes que se derivan de las necesidades operativas de los grupos generadores, bien por requerimientos funcionales de los propios grupos o por imposiciones del operador del sistema con el fin de garantizar la seguridad del suministro. A continuación se describen algunas de estas restricciones.

3.3.1. Potencia máxima disponible.

Cada unidad generadora tiene un límite superior de potencia a la que puede generar de forma continua con garantías de estabilidad. Esta potencia no debe ser superada. Es decir:

$$P_i \leq P_i^{max} \quad (3.4)$$

siendo P_i la potencia generada y P_i^{max} la potencia máxima disponible, ambas en MW, de la unidad i acoplada.

Esta restricción afecta a la asignación de unidades, ya que influye a la hora de decidir qué unidades generadoras son necesarias tener acopladas para poder cumplir con el valor de demanda a satisfacer. Pero también influye en el despacho de cargas, por cuanto que representa un límite a la potencia a despachar en cada unidad generadora.

3.3.2. Potencia mínima disponible.

Cada unidad generadora tiene un límite inferior de potencia a la que puede generar de forma continua con garantías de estabilidad, y no debe funcionar por debajo de esta potencia salvo en los casos de paradas y arranques. Es decir:

$$P_i \geq P_i^{min} \quad (3.5)$$

siendo P_i la potencia generada y P_i^{min} la potencia mínima disponible, ambas en MW, de la unidad i acoplada.

Esta restricción afecta a la asignación de unidades, ya que influye a la hora de decidir qué unidades generadoras es necesario tener acopladas para poder cumplir con el valor de demanda a satisfacer. Pero también influye en el despacho de cargas, por cuanto que representa un límite a la potencia a despachar en cada unidad generadora.

3.3.3. Rampa de carga.

Cada unidad generadora tiene límites en la velocidad para aumentar o disminuir su potencia generada, que depende de las características de su regulador de velocidad así como de las propias características de la unidad (no tienen la misma velocidad de respuesta para subir o bajar carga un grupo de vapor de fuel o carbón que un motor diésel o una turbina de gas). Se tienen, pues, las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned} P_i^t - P_i^{t-1} &\leq RC_i^{maxs} & \text{si } P_i^t > P_i^{t-1} \\ P_i^t - P_i^{t-1} &\leq RC_i^{maxb} & \text{si } P_i^t < P_i^{t-1} \end{aligned} \quad (3.6)$$

siendo P_i^t y P_i^{t-1} , las potencias (MW) de la unidad i acoplada en las horas t y $t-1$, respectivamente, y RC_i^{maxs} y RC_i^{maxb} , las rampas de carga máxima (MW) a subir y a bajar, respectivamente, de la unidad i acoplada.

Esta restricción sólo afecta al despacho de cargas, ya que representa un límite a la potencia a despachar en cada unidad generadora entre horas consecutivas.

3.3.4. Mínimo tiempo en funcionamiento.

Para evitar estrés térmico a las unidades generadoras, no es conveniente estar acoplando y desacoplando con mucha frecuencia. Por ello, se establece un mínimo número de horas que la máquina debe estar funcionando antes de volver a desacoplarse. Este es un valor constante para cada unidad generadora y depende de las características técnicas de cada una de ellas. Esto se puede expresar como:

$$Tac_i^{t-1} \geq Tac_i^{min} \quad \text{si } P_i^{t-1} \geq 0 \text{ y } P_i^t = 0 \quad (3.7)$$

siendo P_i^t y P_i^{t-1} , las potencias (MW) de la unidad i acoplada en las horas t y $t-1$, respectivamente, Tac_i^{t-1} el tiempo (h) que lleva en funcionamiento la unidad i en la hora $t-1$, y Tac_i^{min} el tiempo mínimo (h) que debe estar en funcionamiento la unidad i .

Esta restricción sólo afecta a la asignación de unidades, ya que representa un límite a la hora de acoplar o desacoplar una unidad generadora dentro del intervalo de estudio.

3.3.5. Mínimo tiempo parado.

Por la misma razón expuesta para el "mínimo tiempo en funcionamiento", se establece un mínimo número de horas que la máquina debe estar parada antes de volver a acoplarse. Es también un valor constante para cada unidad generadora y depende de las características técnicas de cada una de ellas. Esto se puede expresar como:

$$Tp_i^{t-1} \geq Tp_i^{min} \quad \text{si } P_i^{t-1} = 0 \text{ y } P_i^t \geq 0 \quad (3.8)$$

siendo P_i^t y P_i^{t-1} , las potencias (MW) de la unidad i acoplada en las horas t y $t-1$, respectivamente, Tp_i^{t-1} el tiempo (h) que lleva parada la unidad i en la hora $t-1$, y Tp_i^{min} el tiempo mínimo (h) que debe estar parada la unidad i .

Esta restricción sólo afecta a la asignación de unidades, ya que representa un límite a la hora de acoplar o desacoplar una unidad generadora dentro del intervalo de estudio.

3. Descripción del problema

3.3.6. Funcionamiento obligatorio.

Pueden existir razones diversas por las que se hace necesario el funcionamiento obligatorio de determinadas unidades generadoras en el intervalo de estudio o en parte de él, como pueden ser: necesidades de suministro de vapor, problemas de tensión en algún punto de la red de transporte, pruebas o mediciones en funcionamiento de unidades generadoras, etc.

Esta restricción afecta a la asignación de unidades, ya que obliga a tener determinadas unidades en funcionamiento durante el período que se establezca. Pero también puede afectar al despacho de cargas, en el caso de que el funcionamiento obligatorio lleve consigo mantener a la unidad o unidades afectadas con unas potencias determinadas.

3.3.7. Parada obligatoria.

Pueden existir algunas razones por las que se hace necesario tener parada una unidad generadora en el intervalo de estudio o en parte de él, como pueden ser: tareas de mantenimiento o revisiones, mediciones de ruidos o emisiones en las que determinadas unidades deban estar paradas para no influir en los resultados, etc.

Esta restricción sólo afecta a la asignación de unidades, ya que obliga a tener determinadas unidades paradas durante el período que se establezca.

3.3.8. Reserva rodante a subir.

Es la reserva de potencia existente en el conjunto de los grupos acoplados en un sistema eléctrico que se obtiene como diferencia entre la potencia máxima disponible y la potencia real de las unidades acopladas. Su objetivo es poder afrontar posibles incrementos no previstos de demanda o reducciones no previstas de generación (desconexión intempestiva o pérdida brusca de carga de algún grupo generador). Se tiene pues:

$$\sum_{i=1}^N R_i^{subir} \geq R^{subir} \quad (3.9)$$

siendo N el número de unidades acopladas, R^{subir} la reserva rodante total a subir (MW) requerida al sistema y R_i^{subir} la reserva rodante a subir (MW) de la unidad i : $R_i^{subir} = P_i^{max} - P_i$.

Por lo tanto, para una demanda L (MW) del sistema, no sólo se debe cumplir que:

$$\sum_{i=1}^N P_i^{max} \geq L \quad (3.10)$$

sino que:

$$\sum_{i=1}^N P_i^{max} \geq L + R^{subir} \quad (3.11)$$

Esta restricción afecta a la asignación de unidades, ya que es posible que sea necesario tener más unidades generadoras acopladas para poder cumplir con el valor de R^{subir} necesario. Pero también puede afectar al despacho de cargas, por cuanto que es posible que se requiera un valor mínimo de reserva rodante a subir para cada unidad generadora con el fin de conseguir que, al menos, parte de la reserva R^{subir} esté repartida entre todas las unidades y que ante incrementos bruscos de la demanda todas las unidades puedan participar en la regulación.

3.3.9. Reserva rodante a bajar.

Es la reserva de potencia existente en el conjunto de los grupos acoplados en un sistema eléctrico que se obtiene como diferencia entre la potencia real y la potencia mínima disponible de las unidades acopladas. Su objetivo es poder afrontar posibles reducciones no previstas de demanda o incrementos no previstos de generación (desconexión intempestiva de alguna línea de distribución o de transporte o incremento brusco de carga de algún grupo generador). Se tiene pues:

$$\sum_{i=1}^N R_i^{bajar} \geq R^{bajar} \quad (3.12)$$

siendo N el número de unidades acopladas, R^{bajar} la reserva rodante total a bajar (MW) requerida al sistema y R_i^{bajar} la reserva rodante a bajar (MW) de la unidad i : $R_i^{bajar} = P_i - P_i^{min}$.

Por lo tanto, para una demanda L (MW) del sistema, no sólo se debe cumplir que:

$$\sum_{i=1}^N P_i^{min} \leq L \quad (3.13)$$

sino que:

$$\sum_{i=1}^N P_i^{min} \leq L - R^{bajar} \quad (3.14)$$

Esta restricción afecta a la asignación de unidades, ya que es posible que sea necesario tener menos unidades generadoras acopladas para poder cumplir con el valor de R^{bajar} necesario. Pero también puede afectar al despacho de cargas, por cuanto que es posible que se requiera un valor mínimo de reserva rodante a bajar para cada unidad generadora con el fin de conseguir que, al menos, parte de la reserva R^{bajar} esté repartida entre todas las unidades y que ante reducciones bruscas de la demanda todas las unidades puedan participar en la regulación.

3.3.10. Limitaciones de flujo de potencia en las líneas de salida de las centrales.

De cada central de generación salen líneas de transporte para la posterior distribución a los consumidores. A veces, la capacidad del conjunto de todas estas líneas no es suficiente, por tareas de mantenimiento o averías en la red de transporte, para transportar toda la producción de la central, provocando que tenga que limitarse la producción en la central donde esto ocurra, teniendo que suministrar esta producción el resto de centrales del sistema, o bien trasvasar este exceso de producción en dicha central por las líneas de interconexión entre centrales. También puede ocurrir que sea la interconexión la que esté limitada, lo que obligaría en algún caso a tener asignadas más unidades de las necesarias y con un reparto de carga diferente.

Esta restricción, por tanto, afecta a la asignación de unidades, ya que es posible que sea necesario tener más unidades generadoras acopladas para poder garantizar el servicio. Pero también puede afectar al despacho de cargas, por cuanto que es posible que se requiera un reparto de cargas diferentes entre las unidades acopladas para satisfacer el mismo objetivo.

3.3.11. Pérdidas en el transporte de energía.

Una de las restricciones que pueden modificar tanto la asignación de unidades como el despacho de carga es la minimización de las pérdidas en la red de transporte del sistema eléctrico que se trate. Normalmente son las centrales las que deben compensar estas pérdidas con una mayor generación, por lo que, para una demanda L (MW) del sistema, se tiene que cumplir, no sólo que:

3. Descripción del problema

$$\sum_{i=1}^N P_i = L \quad (3.15)$$

sino que:

$$\sum_{i=1}^N P_i = L + P_L \quad (3.16)$$

donde P_L es el total de las pérdidas (MW) en la red de transporte.

Esta restricción afecta a la asignación de unidades, ya que es posible que sea necesario tener más unidades generadoras acopladas para poder cumplir con esta restricción. Pero también puede afectar al despacho de cargas, por cuanto que es posible que se requiera un reparto diferente de las potencias generadas por las unidades para conseguir el mismo objetivo de reducir al mínimo las pérdidas en la red de transporte.

3.3.12. Restricciones de combustible.

Pueden producirse problemas de abastecimiento de alguno de los combustibles que se usan en alguna de las centrales del sistema, que limiten el número de horas de funcionamiento o la potencia de generación en una o más unidades de generación.

Esta restricción afecta a la asignación de unidades, ya que es posible que sea necesario modificar los acoples y desacoples de unidades generadoras para garantizar el suministro eléctrico. Pero también puede afectar al despacho de cargas, por cuanto que es posible que se requiera un reparto diferente de las potencias generadas por las unidades para conseguir el mismo objetivo de garantizar el suministro en el caso de que no sea posible parar las unidades afectadas y se les deba dar una menor producción.

3.3.13. Restricciones de personal.

Puede ocurrir que no sea posible acoplar o desacoplar dos o más unidades al mismo tiempo en determinadas horas del período especificado, debido al dimensionamiento existente en la plantilla de las centrales o a circunstancias provisionales que concurren, como puede ser que parte del personal está inmerso en la solución de alguna avería o situación que no permita dedicar los recursos necesarios.

Esta restricción afecta evidentemente a la asignación de unidades, ya que modifica la secuencia de acoples y desacoples de las unidades generadoras.

3.3.14. Restricciones de emisiones de contaminantes.

Las administraciones locales están imponiendo límites de emisiones para cada uno de los contaminantes en cada tipo de unidad generadora en función de sus características (tecnología, combustible que usa, etc.) con el fin de obligar a inversiones en medios tecnológicos que las reduzcan al mínimo. De hecho, en muchas de las unidades generadoras se tienen mediciones en continuo de los principales contaminantes atmosféricos con el fin de controlar en tiempo real dichas emisiones y, en caso de superar los límites establecidos, existen protocolos de actuación en los que se indican acciones como reducir la potencia generada en determinadas unidades o incluso pararlas si es necesario o también intercambiar potencia entre centrales existentes en un mismo sistema, reduciendo la potencia generada en la central afectada por el incumplimiento en los límites de emisiones e incrementando la potencia generada en la otra u otras centrales.

Esta restricción puede afectar a la asignación de unidades si se llega a parar unidades generadoras y también al despacho de cargas si hay que redistribuir las potencias generadas entre grupos, tanto de la misma central como de otras del mismo sistema.

3.3.15. Coste de arranque.

Debido a que la temperatura y la presión de una unidad térmica deben ser variadas lentamente en la fase de encendido, se gastará una cierta cantidad de energía para llegar a acoplar la unidad y llevarla hasta su mínimo técnico. El coste de esta energía, que en parte no genera potencia, se denomina “coste de arranque”, y su valor depende del tiempo que la unidad ha estado parada antes de iniciar el proceso de arranque. El coste de arranque puede variar desde un valor máximo en el “encendido frío” a un valor mucho más pequeño si la unidad ha sido desacoplada recientemente y está aún en condiciones cercanas a la temperatura normal de funcionamiento. La evolución del coste de arranque es de forma exponencial en función del tiempo, como se puede observar en la expresión siguiente:

$$C_a = C_f (1 - e^{-t/\alpha}) F \quad (3.17)$$

siendo C_f la energía (Mcal) de arranque en frío, t el tiempo (h) que la unidad ha permanecido parada, α una constante de tiempo térmico de la unidad (tiempo de enfriamiento) y F el precio del combustible (€/Mcal).

Una particularización del coste de arranque es cuando se embotella la caldera, es decir, cuando se mantiene el grupo con temperatura y presión suficientes para ser acoplado con mayor rapidez. En este caso la evolución del coste de arranque es lineal con el tiempo:

$$C_a = C_T t F \quad (3.18)$$

siendo C_T la energía para mantener la unidad a la temperatura, T , de operación (Mcal/h).

Esta restricción afecta sólo a la asignación de unidades.

3.3.16. Coste de parada.

Al igual que en el coste de arranque, se gasta una cierta cantidad de energía en bajar carga desde el mínimo técnico, desacoplar y parar una unidad térmica. Sin embargo, el coste asociado a esta energía no depende del tiempo que el grupo haya estado acoplado, por lo que se le asigna un valor constante para cada grupo.

Esta restricción afecta sólo a la asignación de unidades.

3.3.17. Tiempo de arranque.

El proceso comentado que lleva a tener un determinado coste de arranque lleva asociado consigo un tiempo en su ejecución que también es, en sí mismo, una restricción. No todas las unidades tardan el mismo tiempo en arrancar, acoplar y llegar a su mínimo técnico, y este tiempo, a su vez, depende del tiempo que la unidad ha estado parada, distinguiéndose en la mayoría de los grupos entre tiempos de arranque “frío”, “templado” y “caliente”. Se tiene así:

$$T p_i^{t-1} \geq T_i^{arranque} \quad \text{si} \quad P_i^{t-1} = 0 \text{ y } P_i^t \geq P_i^{min} \quad (3.19)$$

siendo $T p_i^{t-1}$ el tiempo (h) que lleva parada la unidad i en la hora $t-1$, y $T_i^{arranque}$ el tiempo (h) de arranque de la unidad i .

Esta restricción afecta exclusivamente a la asignación de unidades.

3. Descripción del problema

3.3.18. Tiempo de parada.

El proceso comentado que lleva a tener un determinado coste de parada lleva asociado consigo un tiempo en su ejecución que también es, en sí mismo, una restricción. No todas las unidades tardan el mismo tiempo en parar desde su mínimo técnico, y en algunos casos se distinguen diferentes tiempo de parada en función del tiempo que la unidad vaya a estar parada. Es decir:

$$Tp_i^{t-1} \geq T_i^{parada} \quad \text{si} \quad P_i^{t-1} \geq P_i^{min} \text{ y } P_i^t = 0 \quad (3.19)$$

siendo Tp_i^{t-1} el tiempo (h) que lleva parada la unidad i en la hora $t-1$, y T_i^{parada} el tiempo (h) de parada de la unidad i .

Esta restricción afecta exclusivamente a la asignación de unidades.

4. El sistema eléctrico de Gran Canaria

En esta Tesis se pretende destacar la importancia que tiene la adecuada organización de la producción para optimizar las emisiones en un sistema eléctrico de potencia, pero sin dejar de lado los costes de producción, de tal manera que el tomador de decisiones pueda llegar a tener las herramientas necesarias para programar los grupos de la manera que se considere más oportuna en todo momento, para llegar a un equilibrio entre reducción de emisiones y reducción de costes. Para desarrollar esta idea se ha elegido el sistema eléctrico de Gran Canaria.

Gran Canaria es una de las 7 islas del Archipiélago Canario (España), siendo la más densamente poblada del archipiélago, con unos 1.500 km² de superficie y una población por encima de los 850.000 habitantes.

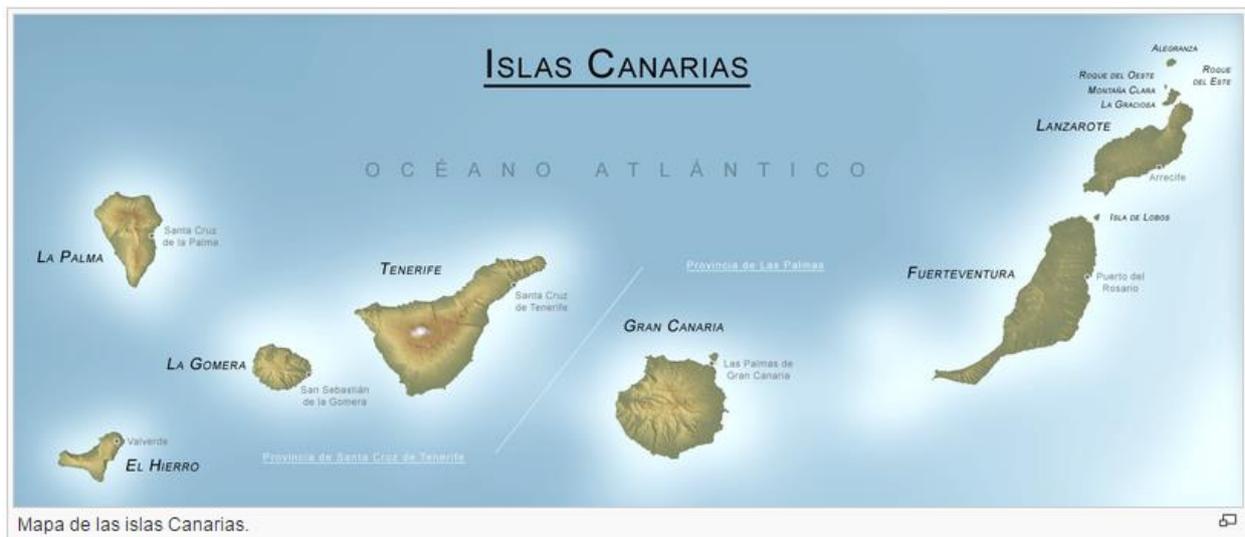


Figura 4.1. Mapa de las islas Canarias.

El Archipiélago Canario posee seis sistemas eléctricos aislados entre sí, todos de pequeño tamaño comparados con el sistema eléctrico peninsular. Sólo existe una interconexión submarina entre las islas de Lanzarote y Fuerteventura. Actualmente es inviable la interconexión entre el resto de islas debido a las grandes profundidades marinas existentes entre ellas.

De entre estos seis sistemas eléctricos canarios, los de mayor dimensión son los de las islas capitalinas de las dos provincias en las que administrativamente se divide el archipiélago canario: el sistema eléctrico de Gran Canaria, donde se encuentra la ciudad de Las Palmas de Gran Canaria como capital de la provincia de Las Palmas, y el sistema eléctrico de Tenerife, donde se encuentra la ciudad de Santa Cruz de Tenerife como capital de la provincia de Santa Cruz de Tenerife. Ambas provincias forman administrativamente una de las 17 comunidades autónomas de España, denominada Comunidad Autónoma de Canarias. Les siguen en tamaño, de mayor a menor, los sistemas eléctricos de Lanzarote-Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro.

Para hacerse una idea de las dimensiones de estos sistemas eléctricos, en la Tabla 4.1 se muestran los valores de potencia instalada bruta, demanda de energía y generación neta correspondiente al año 2013, tanto de la Península como de los diferentes sistemas eléctricos canarios. Se puede observar lo siguiente:

4. El SEP de Gran Canaria

- Canarias, en su conjunto, es del orden de unas 31 veces más pequeña que el sistema peninsular en potencia instalada, generación neta y demanda de energía eléctrica.
- Los mayores sistemas eléctricos canarios (Gran Canaria y Tenerife) son del orden de unas 79 veces más pequeños que el sistema peninsular en potencia instalada, generación neta y demanda de energía eléctrica.
- El sistema eléctrico de El Hierro es del orden de unas 76 veces más pequeño que el sistema eléctrico de Gran Canaria en potencia instalada, generación neta y demanda de energía eléctrica.
- El régimen especial representa un 39% y un 43% de la potencia instalada y la generación neta, respectivamente, en el sistema peninsular, mientras que en toda Canarias sólo representa un 11% y un 7,5%, respectivamente. Destaca la mayor proporción en los sistemas eléctricos más grandes, con las mismas proporciones indicadas, y las menores proporciones en los sistemas de La Gomera y El Hierro, con sólo unos valores del orden de 1,8% y 0,8%, respectivamente.

Tabla 4.1. Potencia instalada bruta, generación neta y demanda de energía eléctrica en Canarias y la Península.

AÑO 2013	Península	Canarias	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote-Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Potencia instalada bruta (MW)	102.396	2.936	1.122	1.197	459	119	23	15
Régimen ordinario	62.655	2.623	1.000	1.058	418	109	23	15
Régimen especial	39.741	313	122	139	41	10	0	0
Generación neta (GWh)	260.271	8.620	3.402	3.423	1.440	242	68,6	44,3
Régimen ordinario	149.425	7.979	3.130	3.157	1.359	221	68,0	44,0
Régimen especial	110.846	641	272	266	81	21	0,6	0,3
Demanda energía eléctrica (MW)	246.313	8.620	3.402	3.423	1.440	242	68,6	44,3

Fuente: REE para los datos de Península y UNELCO para los datos de Canarias

En resumen, los sistemas eléctricos de Canarias se caracterizan por ser de pequeño tamaño, estar aislados y contar con una tecnología sustentada en combustibles fósiles. Estas características influyen directamente en la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico, en los costes de inversión y explotación de las plantas de generación eléctrica y en la dependencia energética de las islas. De igual manera, hace complicado el aprovechamiento de las economías de escala (aumentar el tamaño de las plantas generadoras de energía para reducir gastos) lo que supone mayores costes de inversión y de explotación (transporte, materiales, equipos y combustibles). Además, el contar con una tecnología basada en combustibles fósiles (gasoil, fuel-oil y diésel-oil), hace que los sistemas eléctricos canarios sean vulnerables ante los cambios en el precio del petróleo.

En cualquier caso, todo sistema eléctrico, sea aislado o no, está formado por los siguientes elementos:

- Una o varias centrales de generación donde se produce la electricidad (centrales térmicas, hidroeléctricas, parques eólicos o fotovoltaicos, etc.).
- Una red de transporte que lleva la energía eléctrica desde las centrales, normalmente alejadas de las poblaciones, hasta las denominadas subestaciones de transformación más cercanas a los núcleos de población. Se considera red de transporte cuando la tensión es como mínimo de unos 200 kV en el sistema peninsular, pero en Canarias el valor mínimo considerado es de 66 kV (en realidad este valor es genérico para todos los sistemas extrapeninsulares, es decir, Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla).
- Las subestaciones de transformación, donde se reduce la tensión a valores apropiados para su distribución dentro de los núcleos de población. A medida que la red se va acercando a los núcleos de población se va reduciendo su tensión hasta los valores denominados de distribución o de media tensión.



Figura 4.2. Esquema de un sistema de potencia insular.

- Una red de distribución de media tensión que entra dentro de los núcleos de población hasta las subestaciones de distribución. En el sistema peninsular es la red por debajo de los 200 kV y en los sistemas extrapeninsulares la red por debajo de los 66 kV.
- Los subestaciones de distribución, donde se reduce la tensión a valores de consumo (220/380 V).
- Una red de baja tensión que lleva la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los clientes finales.

El SEP de Gran Canaria tiene la siguiente infraestructura eléctrica a nivel de generación y transporte:

- Centrales de generación. Hay dos centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles (unos 1.000 MW de potencia instalada) y varios parques eólicos y fotovoltaicos (de unos 86 y 36 MW, respectivamente). La generación térmica instalada en ambas centrales se puede ver en la Tabla 4.2. Todos los grupos de la C.T. Jinámar vuelcan la energía generada en barras de 66 kV propiedad de REE, mientras que en la C.T. Barranco de Tirajana, algunos de los grupos generadores vuelcan su energía en barras de 66 kV (Gas 1, Gas 2 y Gas 3) mientras que otros lo hacen en barras 220 kV (Vapor 1, Vapor 2, grupos de los ciclos combinados 1 y 2), siendo ambos embarrados de REE.
- Red y subestaciones de Transporte. Existe un doble circuito (2 líneas) de interconexión de 220 kV entre las dos centrales térmicas existentes, con tres transformadores 66/220 kV en cada una de las centrales, para interconectar las subestaciones de 220 kV de ambas centrales. Las dos centrales también están interconectadas a través de la red de 66 kV a través de numerosas subestaciones de transporte que, a su vez, transforman la tensión de 66 kV a 20 kV (media tensión) para satisfacer la demanda de las poblaciones cercanas. En el gráfico siguiente se puede ver la red de transporte de la isla de Gran Canaria, donde hay 19 subestaciones de transporte 66/20 kV y 2 subestaciones 220/66 kV.
 - o Subestaciones 220/66 kV: Jinámar y Bco. Tirajana.
 - o Subestaciones 66/20kV: Muelle Grande, Buenavista, Guanarteme, La Paterna, Lomo Apolinario, Barranco Seco, Marzagán, Arucas, Guía, San Mateo, Telde, Cinsa, Carrizal, Aldea Blanca, Matorral, San Agustín, Lomo Maspalomas, El Tablero, Arguineguín, Cementos Especiales.

4. El SEP de Gran Canaria

La interconexión entre ambas centrales a través de la red de 66 kV se lleva a cabo a través de dos ejes diferentes:

- Mediante las subestaciones Jinámar – Telde – Carrizal – Barranco de Tirajana.
- Mediante las subestaciones Jinámar – Marzagán – Cinsa – Aldea Blanca – Barranco de Tirajana



Figura 4.3. Centrales de generación, red y subestaciones de transporte del SEP de Gran Canaria.

4.1. La C.T. Jinámar

Se encuentra situada en la Costa Este de la isla de Gran Canaria, en el término municipal de Las Palmas de Gran Canaria, a 1 km. del núcleo urbano de Jinámar. Cuenta con 10 grupos generadores con tres tecnologías de generación de energía diferentes:

1. **Grupos de vapor.** La C.T. Jinámar cuenta actualmente con dos grupos de vapor, ubicados en una nave en la zona sur. El proceso de generación de energía eléctrica en estos grupos consiste en la combustión de un combustible en una caldera para la producción de vapor sobrecalentado, que se expande en una turbina de vapor haciendo girar sus álabes; la energía mecánica así producida se transforma en energía eléctrica en un alternador.

Estos grupos son de 60 MW y cuentan cada uno de ellos con una caldera de circulación natural, hogar presurizado y doble paso de gas para producir un caudal de vapor sobrecalentado de 265 t/h, a una presión de 113 kg/cm² y una temperatura de 533 °C. Cada caldera cuenta con seis quemadores de baja producción de óxidos de nitrógeno, dispuestos dos a dos en tres filas o

elevaciones, utilizando como combustible fuelóleo con un contenido máximo de azufre del 0,73%. Con el objeto de reducir la formación de inquemados, se dispone de un sistema de aditivación química del combustible (óxido de magnesio). A la salida de la caldera, los gases pasan por un calentador de aire tipo regenerativo, calentando el aire de combustión. Los gases de combustión se tratan mediante electrofiltros (precipitadores electrostáticos) para la captación de las cenizas en suspensión contenidas en los mismos y son dirigidos posteriormente a una chimenea de hormigón de 176 m de altura. Cada grupo emite por un conducto independiente por el interior de la chimenea de hormigón de la misma altura y de 2,5 m de diámetro. Por lo que al circuito de condensado se refiere, el condensador es del tipo de intercambio de superficie y de un solo paso de agua (agua de mar) y flujo radial, disponiéndose de dos bombas de condensado de tipo vertical, de varios escalones y accionadas por motor eléctrico.

2. Grupos diésel. La C.T. Jinámar dispone de 5 grupos diésel, situados en dos naves separadas. Los Grupos Diésel 1, 2 y 3 se encuentran en una nave situada en la zona sur de la Central y los Grupos Diésel 4 y 5 en una nave situada en la zona norte, junto a la nave de los Grupos de Vapor descritos anteriormente. Todos los Grupos Diésel constan de los siguientes elementos: motor, sistema de lubricación, sistema de refrigeración, sistema de aire comprimido, sistema de admisión de aire y evacuación de gases de escape y alternador.

Los Grupos Diésel 1, 2 y 3 son motores diésel de dos tiempos de 12 MW, marca SULZER 9RF76, de nueve cilindros, turboalimentados, arranque por aire comprimido y velocidad de giro de 125 rpm. La potencia de cada motor es de 16.000 CV y el combustible que utilizan es gasóleo. Cuenta con varios circuitos de refrigeración: refrigeración de aire de sobrealimentación, refrigeración de agua de cilindros, refrigeración de toberas y refrigeración de aceite y pistones, utilizando agua de mar en circuito abierto. Parte de los gases de escape mueven las turbosoplantes del aire de sobrealimentación y el resto pasa por unas calderetas de recuperación de calor residual, previo a la salida por chimenea. Cada grupo diésel emite por una chimenea metálica independiente de 60 m de altura y 1,3 m de diámetro.

Los Grupos Diésel 4 y 5 son motores diésel de dos tiempos, marca SULZER 9RTA76, de nueve cilindros, turboalimentados, arranque por aire comprimido y velocidad de giro de 100 rpm. La potencia de cada uno de los motores es de 33.120 CV y el combustible que utilizan es fuelóleo con un contenido máximo de azufre del 0,73% como combustible principal y gasóleo para los arranques y paradas. Cada motor cuenta con un sistema de aceite lubricante para la lubricación general del grupo y la refrigeración de los émbolos y cojinetes, disponiendo el sistema de su propia depuradora para eliminar las impurezas que se depositan en el aceite. La refrigeración de los diferentes circuitos del motor se efectúa mediante agua dulce. Los gases de ambos motores se evacúan por una chimenea común de 176 m de altura y 2,5 m de diámetro. Los gases de escape mueven un turbocompresor del aire de sobrealimentación y posteriormente son utilizados para la obtención de vapor recuperando su energía residual, y la obtención de energía eléctrica a través de un conjunto turbina de vapor - generador, denominado booster, de 0,7 MW de potencia nominal.

3. Turbinas de Gas. La C.T. Jinámar cuenta con tres turbinas de gas, ubicadas a la intemperie y cerca de la nave de los Grupos Diésel 1, 2 y 3 en la zona sur de la central. Son grupos que funcionan fundamentalmente en situaciones de puntas de demanda y de emergencia y utilizan como combustible gasóleo. Estos grupos disponen de los siguientes elementos: turbina, toma de aire de combustión, equipo de lubricación, sistema de combustible, sistema de aceite de mando, sistema de arranque, sistema eléctrico compuesto por generador, excitación, módulo de control y baterías, equipos contra incendios y ventilación. Están fabricadas por General Electric y Alstom, denominándose: Gas 1 (23,45 MW, modelo MS5001P), Gas 2 (37,50 MW, modelo PG6531B) y Gas 3 (37,50 MW, modelo PG6531B), todas con una velocidad de giro de 5.100 rpm. Cada grupo está constituido por tres módulos: centro de control de turbina, compartimento de la turbina de gas y motor de arranque, y compartimento del alternador. La admisión del aire de combustión está

situada encima de la sala de turbina y motor de arranque. Para la refrigeración del aceite de lubricación de la turbina se utilizan aero-refrigeradores situados sobre el compartimento de la misma. Estos grupos disponen, además, de un sistema de inyección de agua desmineralizada que disminuye de manera considerable la formación y emisión de NOx de origen térmico, sin afectar a la eficiencia de la combustión. La evacuación de gases se realiza de forma independiente en cada grupo a través de una chimenea de 16 m de altura y 4 m de diámetro en el Gas 1 y de 25 m de altura y 3,8 m de diámetro en los grupos Gas 2 y Gas 3.

4.2. La C.T. Barranco de Tirajana

Se encuentra situada en la Costa Sureste de la isla de Gran Canaria, en la zona denominada Llanos de Juan Grande, en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana. Cuenta con 10 grupos generadores con tres tecnologías de generación de energía diferentes:

1. **Grupos de vapor.** La C.T. Barranco de Tirajana cuenta actualmente con dos grupos de vapor de 80 MW (Vapor 1 y Vapor 2), ubicados en una nave y que emplean como combustible principal fuelóleo con un contenido máximo de azufre del 1%, si bien cuando no está disponible el sistema de desulfuración operan con fuelóleo del 0,3% de azufre. Asimismo, pueden emplear como combustible una mezcla de fuelóleo y purgas de tanque, con un porcentaje típico de 2,4% de purgas de tanques frente al 97,6% de fuelóleo. Por otra parte, durante los arranques en frío emplean gasóleo como combustible. La refrigeración de los condensadores de estos grupos se realiza mediante agua de mar en circuito abierto, con un caudal nominal de 13.000 m³/h para cada grupo y un salto térmico en el condensador de 7°C. Los gases de combustión procedentes de las calderas de estos grupos se depuran mediante un precipitador electrostático, que elimina la mayor parte de su contenido en partículas y un sistema de desulfuración mediante agua de mar. Finalmente, los gases se emiten a la atmósfera a través de una chimenea común de 118 metros de altura con dos conductos independientes de 2,4 metros de diámetro cada uno.
2. **Turbinas de Gas.** La C.T. Barranco de Tirajana dispone de dos turbinas de gas de 37,5 MW, modelo PG6541B (Gas 1 y Gas 2), localizadas en la zona noroeste de la central, que operan en situaciones de punta de demanda y de emergencia y emplean gasóleo como combustible. El cuerpo de la turbina y el alternador se refrigeran mediante aire exterior. Estos grupos disponen de un sistema de inyección de agua desmineralizada que disminuye de manera considerable la formación y emisión de NOx de origen térmico, sin afectar a la eficiencia de la combustión. La turbina Gas 1 evacua los gases de combustión por medio de una chimenea rectangular de 3,8 x 5 m² y de 10,5 metros de altura y la turbina Gas 2 lo hace a través de una chimenea de 21 metros de altura y 4 metros de diámetro.
3. **Ciclos Combinados.** La C.T. Barranco de Tirajana cuenta con dos ciclos combinados del tipo 2+1, constituidos por dos turbinas de gas y una turbina de vapor. El Ciclo Combinado 1, con 226,1 MW, está compuesto por dos turbinas de gas de 75,5 MW cada una, denominadas Gas 3 (CC1) y Gas 4 (CC1), y una turbina de vapor de 75,1 MW, denominada Vapor 3 (CC1). El Ciclo Combinado 2, con 245,9 MW, asimismo, está compuesto por dos turbinas de gas de 76,7 MW cada una, denominadas Gas 5 (CC2) y Gas 6 (CC2), y una turbina de vapor de 82,5 MW, denominada Vapor 4 (CC2).

Estos grupos operan actualmente con gasóleo, si bien están diseñados para emplear también gas natural como combustible. La energía térmica de los gases de combustión de las dos turbinas de gas de cada Ciclo Combinado se aprovecha mediante dos calderas de recuperación de calor, una por cada turbina, para generar vapor sobrecalentado que alimenta al ciclo de la turbina de vapor. Cada una de las tres turbinas de cada Ciclo dispone de su correspondiente generador, alternador y transformador. Cada Ciclo puede operar con una o dos turbinas de gas en ciclo abierto, evacuando cada turbina de gas los gases de combustión a través de una chimenea de bypass, de 35 metros de altura y 3,85 m de

diámetro, sin que se generen gases en las calderas de recuperación. El modo de operación normal es en forma de Ciclo Combinado, de forma que los gases de escape de cada turbina de gas se dirijan a su respectiva caldera de recuperación y el vapor generado en cada caldera se expanda en una turbina de vapor común, expulsándose los gases de combustión por dos chimeneas, de 65 metros de altura y 3,9 m de diámetro, una para cada caldera de recuperación. En tal caso, el vapor expansionado en la turbina de vapor se condensa en un condensador refrigerado por agua de mar en circuito abierto. El caudal de agua de refrigeración necesario para el Ciclo Combinado 1 es de unos 21.600 m³/h y para el Ciclo Combinado 2 de unos 23.000 m³/h, con un salto térmico en ambos ciclos de 6°C medido en el condensador.

Tabla 4.2. Generación térmica instalada en las centrales térmicas de Jinámar y Barranco de Tirajana.

C.T. JINAMAR		Nombre	Tecnología	Pot. Instalada Bruta (MW)	Combustible principal
		Vapor 4	Turbina Vapor	60,00	Fuel 0,73%
		Vapor 5	Turbina Vapor	60,00	Fuel 0,73%
		Diesel 1	Motor Diesel	12,00	Gasoil
		Diesel 2	Motor Diesel	12,00	Gasoil
		Diesel 3	Motor Diesel	12,00	Gasoil
		Diesel 4	Motor Diesel	24,00	Fuel 0,73%
		Diesel 5	Motor Diesel	24,00	Fuel 0,73%
		Gas 1	Turbina Gas	23,45	Gasoil
		Gas 2	Turbina Gas	37,50	Gasoil
		Gas 3	Turbina Gas	37,50	Gasoil
Imagen ITC	10 Grupos generadores	TOTAL		302,45	
C.T. BARRANCO TIRAJANA		Nombre	Tecnología	Pot. Instalada Bruta (MW)	Combustible principal
		Vapor 1	Turbina Vapor	80,00	Fuel 1,0%
		Vapor 2	Turbina Vapor	80,00	Fuel 1,0%
		Gas 1	Turbina Gas	37,50	Gasoil
		Gas 2	Turbina Gas	37,50	Gasoil
		Gas 3 (CC1)	Ciclo Combinado 2+1	75,50	Gasoil
		Gas 4 (CC1)	(2 Turbinas Gas +	75,50	Gasoil
		Vapor 3 (CC1)	1 Turbina Vapor)	75,10	-
		Gas 5 (CC2)	Ciclo Combinado 2+1	76,70	Gasoil
		Gas 6 (CC2)	(2 Turbinas Gas +	76,70	Gasoil
		Vapor 4 (CC2)	1 Turbina Vapor)	82,50	-
Imagen Libro Energía 2007	10 Grupos generadores	TOTAL		697,00	
TOTAL GRAN CANARIA		20 Grupos generadores	TOTAL	999,45	

4.3. Costes y restricciones técnicas.

Normalmente, los sistemas eléctricos de potencia de los países desarrollados tienen una exhaustiva reglamentación que intenta conseguir que la electricidad, un bien de utilidad pública aunque en muchas ocasiones en manos del sector privado, llegue a todos los ciudadanos sin discriminación alguna.

Tanto si el sistema eléctrico funciona como un mercado libre como si está regulado con una retribución reconocida, en función de la legislación existente en un determinado sistema, puede ser atractivo o no para una empresa instalarse como productor o comercializador. Normalmente, las actividades de transporte y distribución suelen estar reguladas y pertenecen a empresas ya instauradas en las que es casi imposible la incorporación de nuevas empresas. Sin embargo, las actividades de generación y comercialización están normalmente liberalizadas en los países industrializados y sí es factible la aparición de nuevos agentes.

4. El SEP de Gran Canaria

En cualquier caso, en todo sistema eléctrico existe una reglamentación que es necesario conocer y cumplir. Con respecto a los costes, no es lo mismo un sistema de producción de libre mercado, donde los productores ofertan la energía que pueden poner en red a un precio determinado y el Operador del Sistema programa las unidades generadoras según estos precios, considerando luego las restricciones técnicas propias del sistema modificando la programación en función de las mismas, que un sistema de producción regulado que funciona con una retribución reconocida y donde las unidades son programadas por el Operador del Sistema en función de sus costes reconocidos. En España existen estas dos situaciones, ya que el territorio peninsular funciona según las reglas de un libre mercado y, sin embargo, los sistemas de los territorios no peninsulares (las comunidades autónomas de Canarias y Baleares y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla) funcionan bajo un sistema de costes reconocidos.

Puesto que el caso a resolver es el sistema eléctrico de Gran Canaria, que es un sistema eléctrico donde las unidades generadoras son programadas por el Operador del Sistema, llevando a cabo una optimización de los costes reconocidos, es necesario conocer la reglamentación vigente para dichos sistemas.

4.3.1. Legislación en territorios no peninsulares

La *Ley 54/1997, de 27 de noviembre* [1], creó en España un mercado mayorista de electricidad para cuyo funcionamiento era imprescindible la existencia de una red de transporte bien gestionada y una operación del sistema que coordinara el conjunto generación-transporte y garantizara que la demanda quedara cubierta en todo momento. A través de esta ley se nombra a REE Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte y a OMEL Operador del Mercado.

Asimismo, en la generación de energía eléctrica, dicha ley reconoce el derecho a la libre instalación y organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. También exige la separación de actividades a las entidades que en el momento de su entrada en vigor realicen actividades eléctricas de generación y distribución conjuntamente, cuando el Gobierno así lo disponga por Real Decreto, que será de aplicación antes del 31 de diciembre del año 2000. A su vez, esta ley mantiene la tarifa única en todo el territorio nacional, consagrando así el principio de no discriminación.

Sin embargo, para los sistemas insulares y extrapeninsulares esta ley establece que serán objeto de una reglamentación singular a desarrollar, estando la actividad de producción excluida del sistema de ofertas y, por tanto, del mercado tal y como se entiende en el sistema peninsular. Establece, además, que cuando los costes de estas actividades no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales, se integrarán como costes permanentes.

Posteriormente, el *Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre* [2], desarrolla lo establecido en la ley 54/1997 con respecto a estos sistemas, reconociendo que el aislamiento y el tamaño de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) de las Illes Balears, Canarias, Ceuta y Melilla refleja unos factores diferenciales respecto al sistema eléctrico peninsular, especialmente en las exigencias de los grupos de generación, que obliga a un tratamiento singular, perdiendo sentido establecer un mercado de ofertas similar al peninsular.

Con el fin de mantener las tarifas y precios equivalentes a las que resultan del sistema de ofertas peninsular, y teniendo en cuenta el mayor coste de generación previsible, derivado de la propia estructura de los sistemas aislados (mayor nivel de reserva, sobre coste de las tecnologías específicas y mayores costes de combustible), se establece un mecanismo de despacho de las unidades de producción del régimen ordinario por orden de mérito económico y una retribución adecuada de las mismas. El Operador del Sistema realizará el despacho económico de las unidades de producción en cada sistema, sobre la base de costes variables declarados y verificados por dicho Operador, costes variables que integran tanto el valor de los consumos de combustibles realizados como aquellos otros costes de naturaleza variable. En resumen, el sistema que se establece para retribuir las instalaciones de generación en régimen ordinario, se articula sobre la base del precio de mercado de la generación peninsular, complementado por una prima por

funcionamiento y por el concepto de garantía de potencia. Este real decreto reconoce también el derecho de la libre instalación de la generación sin más limitaciones que las derivadas de la ordenación territorial.

Ya en el año 2006, se publican las tres herramientas fundamentales que desarrollan la reglamentación singular de los SEIE:

1. La *Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo* [3].
2. La *Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo* [4].
3. La *Resolución de 28 de abril de 2006* [5], de la Secretaría General de Energía.

4.3.1.1. Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.

Esta Orden desarrolla el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados en los sistemas eléctricos extrapeninsulares e insulares. La prima de funcionamiento de cada grupo generador insular y extrapeninsular se establecerá anualmente por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, según las tecnologías existentes, sobre la base de una previsión del coste de combustibles. Dicha prima se utilizará para el cálculo del coste de generación extrapeninsular que se integra en la tarifa. Dicha retribución debe ser función directa de unos valores unitarios definidos para cada tecnología del parque insular y extrapeninsular que recojan, con criterios objetivos, todos los costes variables que, para las diferentes tecnologías, se produzcan.

Los costes variables que se consideran a la hora de calcular el coste de combustible incluyen tanto el valor de los consumos como el resto de costes variables, dando lugar a cinco conceptos de coste diferenciados: el coste variable de funcionamiento, el coste de arranque, que incluye además del coste asociado al consumo de combustible el resto de costes variables de operación y mantenimiento derivados de los arranques, el coste variable de operación y mantenimiento por funcionamiento, el coste de reserva caliente y el coste de la banda de regulación.

También se establece que el despacho de la generación, para cada uno de los sistemas aislados de los SEIE, se llevará a cabo por el Operador del Sistema, mediante la minimización del coste variable de producción de tal forma que se efectúe la cobertura de la demanda con los recursos de generación disponibles en cada sistema eléctrico, de acuerdo con el orden de mérito económico y las limitaciones que impongan las restricciones de red o medioambientales.

El despacho de generación se realizará partiendo de los parámetros técnicos aprobados para cada grupo generador de régimen ordinario, particularmente los siguientes:

- a) Potencia neta máxima y mínimo técnico.
- b) Rampa de subida y bajada de potencia.
- c) Tiempos y costes de arranque
- d) Costes variables de funcionamiento según el nivel de carga (combustible y otros costes variables de operación y mantenimiento)
- e) Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación.

A los que el Operador del Sistema añadirá:

- a) La información comunicada por los agentes de indisponibilidades o restricciones adicionales en el funcionamiento de los generadores.
- b) Los programas horarios previstos y comunicados por los generadores de régimen especial, los cuales serán revisados por el Operador del Sistema, que utilizará en el despacho la mejor previsión disponible, particularmente en la generación eólica.
- c) La mejor previsión de demanda horaria del sistema disponible en el horizonte de decisión.

También especifica esta Orden que el proceso de despacho constará al menos de dos etapas:

4. El SEP de Gran Canaria

1. Despacho inicial con criterio exclusivamente económico, donde la generación y la reserva rodante de cada grupo generador, para cada una de las horas, es asignada como nudo único.
2. En una segunda etapa se analizarán las restricciones impuestas por la red de transporte y otras de carácter medioambiental, procediéndose a un reajuste de la generación si fuera necesario, con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas de los grupos.

4.3.1.1.1. Costes variables de funcionamiento

Son los costes variables, en Euros, de cada grupo generador asociados a los consumos de combustibles derivados del funcionamiento del grupo. Se calculan de la siguiente forma:

$$C_{fun}(i, h, j) = [a(i) + b(i) e(i, h, j) + c(i) e^2(i, h, j)] pr(i, h, j) \quad (4.1)$$

siendo:

- $e(i, h, j)$: la potencia media horaria, en MW, en barras de central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j .
- $a(i)$: un parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario (consumo / potencia neta), valorado en te/h.
- $b(i)$: un parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario (consumo / potencia neta), valorado en te/(h MW).
- $c(i)$: un parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario (consumo / potencia neta), valorado en te/(h MW²).
- $pr(i, h, j)$: el precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h , valorado en Euros/te PCI.

Los valores de los parámetros a , b y c deben ser aprobados por el Ministerio de Industria, a partir de las pruebas de rendimiento que las empresas propietarias deben realizar a los grupos generadores de su propiedad siguiendo un procedimiento a desarrollar por dicho Ministerio.

Además, en su disposición transitoria segunda se indica que hasta que se realicen estas pruebas los parámetros a utilizar son los que se recogen en el Anexo I para los grupos existentes a 31 de diciembre de 2001 (valores individualizados por grupo) y los que se recogen en el Anexo II para los que entraran en explotación a partir del 1 de enero de 2002 (valores por tecnología y tamaño de grupo).

Para el SEP de Gran Canaria, todos los grupos existentes a día de hoy ya existían a 31 de diciembre de 2001, excepto los ciclos combinados de la C.T. Barranco de Tirajana, cuyas fechas de entrada en servicio fueron las siguientes:

Gas 3 (CC1)	: 19/07/2003
Gas 4 (CC1)	: 21/08/2003
Vapor 3 (CC1)	: 22/11/2004
Gas 5 (CC2)	: 21/08/2006
Gas 6 (CC2)	: 27/11/2006
Vapor 4 (CC2)	: 24/06/2008

Puesto que los procedimientos para la realización de las pruebas de rendimiento fueron aprobados mediante la **Resolución de 3 de agosto de 2012** [6], de la Dirección General de Política Energética y Minas, y que el listado de grupos a los que realizar dichas pruebas se aprobó mediante la **Resolución de 29 de agosto de 2013** [7], y la ejecución de las mismas comenzó el 2 de julio de 2014, previéndose su finalización antes de agosto de 2015 (la disposición transitoria segunda de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, establece un período de 3 años para la realización de las pruebas), a la fecha de realización de este trabajo

siguen vigentes los valores publicados en dicha Orden. Por lo tanto, los valores para los grupos del SEP de Gran Canaria se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. SEP de Gran Canaria: parámetros de la curva de consumo de combustible de funcionamiento (2013).

Central	Grupo	Tipo	Parámetros curva consumo combustible de funcionamiento		
			a (te/h)	b (te/h.MW)	c (te/h.MW ²)
Jinámar	Vapor 4	Vapor Fuel	12.991,345	2.677,03	0,19
Jinámar	Vapor 5	Vapor Fuel	12.991,345	2.677,03	0,19
Jinámar	Diesel 1	Motor Diesel	1.286,063	2.511,43	6,13
Jinámar	Diesel 2	Motor Diesel	1.286,063	2.511,43	6,13
Jinámar	Diesel 3	Motor Diesel	1.286,063	2.511,43	6,13
Jinámar	Diesel 4	Motor Diesel	7.613,794	1.381,90	15,25
Jinámar	Diesel 5	Motor Diesel	7.613,794	1.381,90	15,25
Jinámar	Gas 1	Turbina Gas	23.287,862	2.737,04	6,37
Jinámar	Gas 2	Turbina Gas	29.363,266	2.225,92	1,36
Jinámar	Gas 3	Turbina Gas	29.363,266	2.225,92	1,36
Bco. Tirajana	Vapor 1	Vapor Fuel	21.254,082	2.159,80	0,23
Bco. Tirajana	Vapor 2	Vapor Fuel	21.254,082	2.159,80	0,23
Bco. Tirajana	Gas 1	Turbina Gas	29.363,266	2.225,92	1,36
Bco. Tirajana	Gas 2	Turbina Gas	29.363,266	2.225,92	1,36
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	60.436,761	1.925,54	0,53
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	60.436,761	1.925,54	0,53
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 1	Funcionamiento 1TG+1TV	118.213,531	-390,57	11,18
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 1	Funcionamiento 2TG+1TV	239.683,594	-440,63	5,76
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	60.436,761	1.925,54	0,53
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	60.436,761	1.925,54	0,53
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 2	Funcionamiento 1TG+1TV	118.213,531	-390,57	11,18
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 2	Funcionamiento 2TG+1TV	239.683,594	-440,63	5,76

Con respecto a los precios de los combustibles, hay que indicar que en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, se dividen los mismos en dos partes: precio del producto (euros/t) y precio de logística (euros/t). Con respecto al precio del producto, establece que se fijarán semestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas (enero y julio) y con respecto a los costes de logística se actualizarán anualmente con el índice de precios al consumo IPC previstos en la tarifa menos 100 puntos básicos.

Los precios de los combustibles así calculados serán utilizados a los efectos de despacho de costes variables de generación para el semestre siguiente, regularizándose, a efectos de cálculo de la prima de funcionamiento para cada grupo generador el semestre anterior por la diferencia entre los precios reales y los inicialmente previstos.

Por otro lado, se fija el valor del poder calorífico inferior de cada combustible, valorado en te/t, que figura en el Artículo 7 de la citada Orden. Hay que indicar que en el año 2006 de publicación de la Orden no se consumía en Canarias el Fuel 0,73%, pero empezó a consumirse en el año 2010 en algunas instalaciones de los sistemas eléctricos canarios (centrales de Jinámar en Gran Canaria, Candelaria en Tenerife, Punta Grande en Lanzarote y Las Salinas en Fuerteventura) por las exigencias impuestas en las autorizaciones ambientales integradas; este combustible fue reconocido mediante la *Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio* [8].

En la Tabla 4.4 se muestran los precios del producto, los precios de logística y los PCI de cada tipo de combustible que se utilizaban en el año 2013 para los despachos en el SEIE Canarias. Los precios del producto vigentes para despacho en el año 2013 son los provisionales publicados en la *Resolución de 4 de diciembre de 2012* [9], de la Dirección General de Política Energética y Minas, mientras que los precios de logística son los publicados en la *Resolución de 27 de mayo de 2011* [10]. En la *Resolución de 9 de febrero*

4. El SEP de Gran Canaria

de 2015 [11] se publicaron los precios definitivos de los años 2012, 2013 y 2014 y los provisionales del primer semestre del 2015.

Tabla 4.4. Precios y PCI de los combustibles que se utilizaban en el año 2013 para el SEIE Canarias.

Combustible	Precio Producto (€/Tonelada)	Costes logística (€/Tonelada)	PCI (Termias/Tonelada)
Fuel Oil BIA 1%	549,15	23,58	9.000
Fuel Oil BIA 0,73%	610,33	23,58	9.000
Fuel Oil BIA 0,3%	549,15	59,64	9.000
Diesel Oil	706,38	55,16	10.000
Gasoil 0,1%	746,49	36,07	10.150

4.3.1.1.2. Coste de arranque o, alternativamente, de reserva caliente

Se considera como arranque de un grupo el proceso por el cual un grupo pasa de un estado de marcha en condiciones de carga mínima a otro estado de marcha en las mismas condiciones, con un estado intermedio de paro.

El coste de arranque es el derivado del arranque de un grupo, correspondiente tanto al consumo de combustible como a otros costes variables. Se calcula de la siguiente forma:

$$C_{ar}(i, j) = a'(i) \left[1 - \exp\left(-\frac{t}{b'(i)}\right) \right] pr(i, h, j) + d \quad (4.2)$$

siendo:

- t : el tiempo transcurrido desde la última parada, en horas.
- $a'(i)$: un parámetro obtenido a partir del ajuste exponencial de la curva de consumo / tiempo de parada en horas, valorado en te.
- $b'(i)$: un parámetro obtenido a partir del ajuste exponencial de la curva de consumo / tiempo de parada en horas, valorado en horas.
- d : un parámetro que refleja los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque, valorado en Euros.

Si el grupo en vez de parar y arrancar pudiera entrar en situación de reserva caliente, y así lo programara el Operador del Sistema, en lugar del coste de arranque se tendrían los costes derivados del mantenimiento del grupo en dicho estado, siendo la forma de calcularlo la siguiente:

$$C_{rc}(i, j) = \sum_{h_{rc}} cc_{rc}(i) pr(i, h_{rc}, j) \quad (4.3)$$

donde $cc_{rc}(i)$ es el consumo de combustible utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j , en la hora h_{rc} durante la cual el grupo se encontraba en situación de reserva caliente, valorado en te PCI/h.

La situación de reserva caliente es sólo factible en grupos de vapor y se entiende que un grupo térmico de vapor está en esta situación si, tras haber sido desacoplado de la red, mantiene el estado térmico de la caldera y la turbina en condiciones que permitan que su acoplamiento a la red a mínimo técnico se produzca de forma inmediata.

Al igual que para los costes variables de funcionamiento, los valores de los parámetros a' y b' deben ser aprobados por el Ministerio de Industria, a partir de las pruebas de rendimiento que las empresas propietarias deben realizar a los grupos generadores de su propiedad, siguiendo un procedimiento a desarrollar por el Ministerio de Industria.

El parámetro d , sin embargo, no depende de ninguna prueba de rendimiento y en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, lo que se indica es que serán unos valores fijos por grupo o por tecnología que se irán actualizando anualmente con el IPC previsto en la tarifa más 100 puntos básicos.

En la disposición transitoria segunda de dicha orden se indica que hasta que se realicen estas pruebas los parámetros a' y b' a utilizar son los que se recogen en el Anexo III para los grupos existentes a 31 de diciembre de 2001 (valores individualizados por grupo) y los que se recogen en el Anexo IV para los que entraran en explotación a partir del 1 de enero de 2002 (valores por tecnología y tamaño de grupo). En estos anexos también se recogen los parámetros d correspondientes al año 2001 (Anexo III) y 2002 (Anexo IV).

Según lo ya indicado en el apartado anterior, los valores a' y b' , para los grupos del SEP de Gran Canaria, son los que figuran en los anexos citados de esta Orden, pero como valor de d se debe coger el valor vigente para el año 2013, año que se usará de referencia en esta Tesis para la resolución del citado SEP. Los valores vigentes para el año 2013 aparecen en el Anexo I de la *Resolución de 20 de enero de 2011* [12], de la Dirección General de Política Energética y Minas (ver Tabla 4.5). No se han vuelto a actualizar dichos valores.

Tabla 4.5. SEP de Gran Canaria: parámetros de la curva de coste de arranque de los grupos (2013).

Central	Grupo	Tipo	Parámetros curva consumo combustible de arranque		Parámetro d (€/arranque)
			a' (te)	b' (horas)	
Jinámar	Vapor 4	Vapor Fuel	269.052,81	17,43684	11.114,441
Jinámar	Vapor 5	Vapor Fuel	269.052,81	17,43684	11.114,441
Jinámar	Diesel 1	Motor Diesel	15.142,71	2,88669	127,953
Jinámar	Diesel 2	Motor Diesel	15.142,71	2,88669	127,953
Jinámar	Diesel 3	Motor Diesel	15.142,71	2,88669	127,953
Jinámar	Diesel 4	Motor Diesel	79.576,42	5,53611	203,960
Jinámar	Diesel 5	Motor Diesel	79.576,42	5,53611	203,960
Jinámar	Gas 1	Turbina Gas	12.180,00	0,21715	3.873,332
Jinámar	Gas 2	Turbina Gas	10.150,00	0,21715	3.873,332
Jinámar	Gas 3	Turbina Gas	10.150,00	0,21715	3.873,332
Bco. Tirajana	Vapor 1	Vapor Fuel	357.255,00	7,21595	12.038,118
Bco. Tirajana	Vapor 2	Vapor Fuel	357.255,00	7,21595	12.038,118
Bco. Tirajana	Gas 1	Turbina Gas	10.150,00	0,21715	3.873,332
Bco. Tirajana	Gas 2	Turbina Gas	10.150,00	0,21715	3.873,332
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	49.877,10	0,72135	13.183,894
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	49.877,10	0,72135	13.183,894
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 1	Funcionamiento 1TG+1TV	281.985,03	0,55379	33.072,391
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 1	Funcionamiento 2TG+1TV	410.809,81	0,60483	33.072,391
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	49.877,10	0,72135	13.183,894
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	49.877,10	0,72135	13.183,894
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 2	Funcionamiento 1TG+1TV	281.985,03	0,55379	33.072,391
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 2	Funcionamiento 2TG+1TV	410.809,81	0,60483	33.072,391

Con respecto a la situación de reserva caliente, ningún grupo de vapor de los sistemas eléctricos canarios es capaz de mantenerse en esta situación con los requisitos exigidos.

4.3.1.1.3. Costes variables de operación y mantenimiento

Son los costes variables, distintos del valor de los consumos de combustibles, derivados del funcionamiento del grupo y engloban, básicamente, los costes de materiales y de los trabajos realizados en relación con las revisiones programadas de cada unidad de generación, que se realizan en función de las horas de funcionamiento del grupo, teniendo en cuenta el régimen de funcionamiento y de acuerdo con los planes de mantenimiento de la misma. Estos costes incluyen, asimismo, los demás costes de materias ligadas al funcionamiento del grupo y, en su caso, el coste de capital circulante. Se calculan de la siguiente forma:

4. El SEP de Gran Canaria

$$C_{om}(i, j) = a''(i) + b''(i) C_{fun}(i, h, j) \quad (4.4)$$

donde $a''(i)$ es un parámetro valorado en Euros/h, que recoge los costes de mantenimiento ligados a las horas de funcionamiento del grupo i , siendo un valor fijo por hora de funcionamiento, y $b''(i)$ es un parámetro expresado en % representativo de los costes de materias fungibles y, en su caso, del coste del capital circulante del grupo i en funcionamiento continuo. Este término es variable y proporcional al coste derivado del consumo de combustible en funcionamiento $C_{fun}(i, h, j)$.

Al igual que el parámetro d , esta orden establece que el parámetro a'' será un valor fijo por grupo o por tecnología que se irá actualizando anualmente con el IPC previsto en la tarifa más 100 puntos básicos. Por ello, se debe coger el valor vigente para el año 2013, año que se usará de referencia en esta Tesis para la resolución del SEP de Gran Canaria. Los valores vigentes para el año 2013 aparecen en el Anexo III de la *Resolución de 20 de enero de 2011* [12], de la Dirección General de Política Energética y Minas. No se han vuelto a actualizar dichos valores.

Tabla 4.6. SEP de Gran Canaria: parámetros de la curva de costes de operación y mantenimiento de funcionamiento de los grupos (2013).

Central	Grupo	Tipo	Costes O&M de funcionamiento	
			a'' (€/ h.func.)	b'' (%)
Jinámar	Vapor 4	Vapor Fuel	124,529	1,72%
Jinámar	Vapor 5	Vapor Fuel	124,529	1,72%
Jinámar	Diesel 1	Motor Diesel	63,976	4,90%
Jinámar	Diesel 2	Motor Diesel	63,976	4,90%
Jinámar	Diesel 3	Motor Diesel	63,976	4,90%
Jinámar	Diesel 4	Motor Diesel	101,980	4,90%
Jinámar	Diesel 5	Motor Diesel	101,980	4,90%
Jinámar	Gas 1	Turbina Gas	249,236	1,50%
Jinámar	Gas 2	Turbina Gas	249,236	1,50%
Jinámar	Gas 3	Turbina Gas	249,236	1,50%
Bco. Tirajana	Vapor 1	Vapor Fuel	146,186	1,72%
Bco. Tirajana	Vapor 2	Vapor Fuel	146,186	1,72%
Bco. Tirajana	Gas 1	Turbina Gas	249,236	1,50%
Bco. Tirajana	Gas 2	Turbina Gas	249,236	1,50%
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	888,704	1,50%
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	888,704	1,50%
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 1	Funcionamiento 1TG+1TV	2.229,353	2,37%
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 1	Funcionamiento 2TG+1TV	2.229,353	2,37%
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	888,704	1,50%
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	888,704	1,50%
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 2	Funcionamiento 1TG+1TV	2.229,353	2,37%
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 2	Funcionamiento 2TG+1TV	2.229,353	2,37%

Sin embargo, el parámetro b'' es un valor en % fijo por grupo y, según se indica en la disposición transitoria segunda de la *Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo*, se recoge en el Anexo V para los grupos existentes a 31 de diciembre de 2001 (valores individualizados por grupo) y en el Anexo VI para los que entraran en explotación a partir del 1 de enero de 2002 (valores por tecnología y tamaño de grupo) (ver la Tabla 4.6).

4.3.1.1.1. Coste de banda de regulación

Es el sobre coste de explotación en la hora h , del grupo generador i del sistema eléctrico j por la banda de potencia, a subir y bajar, asignado por el Operador del Sistema, para la regulación del equilibrio entre

generación y demanda, así como la disponibilidad de un margen de reserva para garantizar la seguridad del sistema. Se obtiene como sigue:

$$C_{reg}(i, h, j) = a'''(i) P_{reg}(i, h, j) \quad (4.5)$$

siendo $a'''(i)$ un parámetro valorado en Euros/MW, y $P_{reg}(i, h, j)$ el valor de la banda de regulación asignada por el Operador del Sistema en la hora h al grupo i del sistema eléctrico aislado j , expresado en MW.

Tabla 4.7. SEP de Gran Canaria: parámetros de la curva de costes de banda de regulación para los grupos (2013).

Central	Grupo	Tipo	Garantía de Potencia año (€/MW)	a''' cada hora (€/MW)
Jinámar	Vapor 4	Vapor Fuel	22.762,80	0,148
Jinámar	Vapor 5	Vapor Fuel	22.762,80	0,148
Jinámar	Diesel 1	Motor Diesel	62.161,20	0,403
Jinámar	Diesel 2	Motor Diesel	62.161,20	0,403
Jinámar	Diesel 3	Motor Diesel	62.161,20	0,403
Jinámar	Diesel 4	Motor Diesel	156.895,50	1,018
Jinámar	Diesel 5	Motor Diesel	163.477,50	1,060
Jinámar	Gas 1	Turbina Gas	21.508,20	0,140
Jinámar	Gas 2	Turbina Gas	34.309,20	0,223
Jinámar	Gas 3	Turbina Gas	34.309,20	0,223
Bco. Tirajana	Vapor 1	Vapor Fuel	153.426,80	0,995
Bco. Tirajana	Vapor 2	Vapor Fuel	139.134,80	0,902
Bco. Tirajana	Gas 1	Turbina Gas	38.113,20	0,247
Bco. Tirajana	Gas 2	Turbina Gas	44.421,20	0,288
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	Turbina Gas Ciclo Combinado	134.638,90	0,873
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	Turbina Gas Ciclo Combinado	134.911,90	0,875
Bco. Tirajana	Vapor 3 (CC1)	Turbina Vapor Ciclo Combinado	138.775,90	0,900
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	Turbina Gas Ciclo Combinado	136.016,90	0,882
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	Turbina Gas Ciclo Combinado	136.935,90	0,888
Bco. Tirajana	Vapor 4 (CC2)	Turbina Vapor Ciclo Combinado	144.632,90	0,938

Según la disposición transitoria segunda de la *Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo*, el valor del parámetro a''' se fija para cada grupo en el 5% de los valores unitarios correspondientes al coste de garantía de potencia de cada grupo, sólo para aquellos grupos que tengan una banda de regulación asignada y que respondan bajo un sistema automático de control de la generación (AGC). Los valores de garantía de potencia para cada grupo se publicaron en la *Orden ITC 914/2006, de 30 de marzo* (ver Subsección 4.3.1.2.).

En el caso de Unión Eléctrica de Canarias Generación (UNELCO) todos los grupos de su propiedad responden a un sistema automático de control de la generación para la regulación secundaria (AGC), desde finales del año 2012, por lo que es necesario tener en cuenta también dichos costes. Los valores correspondientes a cada grupo SEP de Gran Canaria se muestran en la Tabla 4.7 y han sido calculados en función de los valores de garantía de potencia indicados en la Subsección 4.3.1.2.

4.3.1.2. Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo.

Esta orden establece el valor inicial para el año 2001 de la retribución por garantía de potencia correspondiente a las instalaciones de producción de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares en régimen ordinario a 31 de diciembre de 2001, conforme a lo establecido en la disposición transitoria primera del *Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre* [2], así como el procedimiento de actualización de dicha garantía de potencia en los años siguientes.

4. El SEP de Gran Canaria

Según el *Real Decreto 1747/2003*, la garantía de potencia debe retribuir los costes de inversión y operación y mantenimiento fijos, teniendo en cuenta el nivel específico de reserva que es necesario mantener en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y el sobrecoste de las tecnologías específicas utilizadas. Dicho valor, para el año 2001, se determinó por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo para cada una de las instalaciones considerando un tipo de interés equivalente al de los Bonos del Estado a 10 años más 1,5 puntos sobre los valores brutos auditados a 31 de diciembre de 2001. Para los costes fijos de operación y mantenimiento se aplicarán, a la misma fecha, los valores que determine el Ministerio, diferenciando por tecnología.

La retribución por garantía de potencia en cada sistema insular y extrapeninsular se calcula, por cada grupo i y para un período anual n , de la siguiente forma:

$$RG_{pot_n}(i) = \sum_{h=1}^{Nhoras} P_{disponible}(i, h) G_{pot_n}(i, h) \quad (4.6)$$

siendo

- $Nhoras$: el nº de horas total del año (8760 en año normal y 8784 en año bisiesto).
- $RG_{pot_n}(i)$: la retribución por garantía de potencia para el grupo i en el año n , en Euros.
- $P_{disponible}(i, h)$: la potencia disponible del grupo i en la hora h , en MW. Se obtendrá como la diferencia entre la potencia neta instalada del grupo i , en MW, y la potencia indisponible del grupo i , en MW, en dicha hora. El valor de la potencia indisponible para cada hora y para cada grupo i será establecida por el Operador del Sistema.
- $G_{pot_n}(i, h)$: la garantía de potencia en el año n del grupo i en la hora h , en euros/MW.

Además:

$$G_{pot_n}(i, h) = \frac{G_{pot_n}(i)}{H_i} f_{est_h} \quad (4.7)$$

siendo:

- $G_{pot_n}(i)$: la garantía de potencia anual del grupo i en el año n , en euros/MW.
- f_{est_h} : el factor de estacionalidad horario para cada uno de los sistemas insulares y extrapeninsulares y para cada período horario punta, llano y valle.
- H_i : las horas anuales de funcionamiento equivalentes del grupo i , teniendo en cuenta las horas anuales estándar de fallo y mantenimiento del grupo. Este valor se fija para todos los grupos en 7.709 horas en año normal y 7.730 horas en año bisiesto.

Asimismo:

$$G_{pot_n}(i) = CIT_{i_n} + COMT_{i_n} \quad (4.8)$$

donde CIT_{i_n} es la anualidad, en el año n , del coste de inversión del grupo i , en euros/MW, y $COMT_{i_n}$ es la anualidad, en el año n , de los costes de operación mantenimiento fijos del grupo i , en euros/MW.

Según el Artículo 6 de la *Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo*, el valor unitario de la garantía de potencia anual, $G_{pot_n}(i)$, de cada una de las instalaciones de régimen ordinario que participen en el despacho económico de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, para el año n , será publicado antes del 1 de enero de cada año (n) mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. En dicha orden aparecen, en el Anexo IV, los valores del CIT y el COMT para los años 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005, y en el Anexo V los correspondientes al año 2006. En el Anexo III se recogen también las potencias netas a considerar en el cálculo y el año de entrada en servicio de cada grupo, ya que, según su Artículo 5, cuando finalice la vida útil de una instalación y continúe en operación, la retribución en concepto

de garantía de potencia se determinará añadiendo a los costes de operación y mantenimiento el 50% de los costes de inversión correspondiente al último ejercicio de la citada vida útil. Esto mismo se indica en el apartado 4 del artículo 6 del *Real Decreto 1747/2003*, pero con posterioridad, el *Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo* [13], suprime explícitamente el párrafo del apartado 4 mencionado, relativo a la retribución de las centrales ya amortizadas, por lo que a partir de la entrada en vigor de dicho real decreto ley, las instalaciones con más de 25 años no tendrán ninguna retribución a través del término CIT y sólo recibirán la retribución correspondiente al COMT.

Por otro lado, en el apartado 1 del Artículo 37 del *Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio* [14], se establece que los valores unitarios de la anualidad en concepto de operación y mantenimiento fijos a los que hace referencia el apartado 3 del artículo 5 de la *Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo*, actualizados mediante *Resolución de 7 de marzo de 2011* [15], se reducen en un 10 por ciento, estableciéndose, además, que esta medida se aplicará desde el 1 de enero de 2012.

Teniendo en cuenta todo esto, los valores vigentes para el año 2013 son los que aparecen en los Anexos I y II de la *Resolución de 7 de marzo de 2011* reducidos en un 10% el valor del COMT y anulando los valores del CIT en aquellos grupos con más de 25 años. No se han vuelto a actualizar dichos valores.

En la Tabla 4.8 se muestran los valores del CIT y el COMT vigentes para el año 2013, así como las potencias netas oficiales y la fecha de instalación de cada unidad generadora en función de los criterios indicados anteriormente.

Los factores de estacionalidad para cada sistema, f_{est_h} , en punta, valle y llano que se deben utilizar, se establecen en el Artículo 3 de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, así como los períodos considerados como punta, llano y valle, para cada uno de los sistemas a efectos de aplicación del factor de estacionalidad. Para el caso de los sistemas eléctricos del SEIE Canarias, son los que se muestran en la Tabla 4.9.

Por otro lado, la disposición transitoria primera de dicha orden especifica que la potencia con derecho a la retribución por garantía de potencia en cada SEIE estará limitada por el índice de cobertura correspondiente a cada sistema aislado. Estos índices de cobertura son los fijados en el Anexo I de dicha orden, y hasta la fecha no han sido modificados, aunque en esta misma disposición se indica que anualmente o cuando las circunstancias de explotación lo aconsejen serán revisados por la Dirección General de Política Energética y Minas. En la Tabla 4.10 se muestran los correspondientes a los sistemas canarios.

También se especifica en esta misma disposición que todas las instalaciones que figuran en los Anexos III y VI de esta orden quedan incluidas dentro de la potencia necesaria, por lo que pueden devengar retribución por garantía de potencia. En este caso se encuentran todos los grupos actualmente en funcionamiento en el caso del sistema de Gran Canaria, excepto el Ciclo Combinado 2 de Bco. Tirajana que fue posteriormente incluido como se puede ver en los valores mostrados anteriormente para el año 2013.

4. El SEP de Gran Canaria

Tabla 4.8. SEP de Gran Canaria: parámetros para el cálculo de la retribución por garantía de potencia (2013).

Central	Grupo	Tipo	Pot. Max. Neta (MW)	Fecha puesta en marcha	CIT anual (€/MW)	COMT anual (€/MW)
Jinámar	Vapor 4	Vapor Fuel	55,56	08/1982	0	22.762,80
Jinámar	Vapor 5	Vapor Fuel	55,56	11/1985	0	22.762,80
Jinámar	Diesel 1	Motor Diesel	8,51	02/1973	0	62.161,20
Jinámar	Diesel 2	Motor Diesel	8,51	09/1973	0	62.161,20
Jinámar	Diesel 3	Motor Diesel	8,51	02/1974	0	62.161,20
Jinámar	Diesel 4	Motor Diesel	20,51	06/1990	94.539	62.356,50
Jinámar	Diesel 5	Motor Diesel	20,51	08/1990	101.121	62.356,50
Jinámar	Gas 1	Turbina Gas	17,64	05/1981	0	21.508,20
Jinámar	Gas 2	Turbina Gas	32,34	02/1989	12.801	21.508,20
Jinámar	Gas 3	Turbina Gas	32,34	05/1989	12.801	21.508,20
Bco. Tirajana	Vapor 1	Vapor Fuel	74,24	01/1996	131.843	21.583,80
Bco. Tirajana	Vapor 2	Vapor Fuel	74,24	06/1996	117.551	21.583,80
Bco. Tirajana	Gas 1	Turbina Gas	32,34	07/1992	16.605	21.508,20
Bco. Tirajana	Gas 2	Turbina Gas	32,34	05/1995	22.913	21.508,20
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	Turbina Gas Ciclo Combinado	68,70	07/2003	97.747	36.891,90
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	Turbina Gas Ciclo Combinado	68,70	08/2003	98.020	36.891,90
Bco. Tirajana	Vapor 3 (CC1)	Turbina Vapor Ciclo Combinado	68,70	11/2004	101.884	36.891,90
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	Turbina Gas Ciclo Combinado	75,00	08/2006	99.125	36.891,90
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	Turbina Gas Ciclo Combinado	75,00	11/2006	100.044	36.891,90
Bco. Tirajana	Vapor 4 (CC2)	Turbina Vapor Ciclo Combinado	77,00	06/2008	107.741	36.891,90

Tabla 4.9. SEP de Gran Canaria: factores de estacionalidad (2013).

Período	Factor de estacionalidad	Meses
Punta	1,05	Agosto, septiembre, octubre, noviembre
Llano	1,00	Febrero, marzo, julio, diciembre
Valle	0,95	Enero, abril, mayo, junio

Tabla 4.10. Índice de cobertura máximo para los sistemas del SEIE Canarias.

Sistema	Índice de cobertura máximo
Gran Canaria	1,50
Tenerife	1,50
Lanzarote	1,60
Fuerteventura	1,70
La Palma	1,80
La Gomera	1,80
El Hierro	1,80

4.3.1.3. Procedimientos de operación.

Mediante la *Resolución de 28 de abril de 2006* [5], de la Secretaría General de Energía, se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. En el año 2012, mediante la *Resolución de 24 de julio de 2012* [16], se modifican algunos de estos procedimientos para su adaptación a la nueva normativa eléctrica, en concreto los P.O.SEIE 1, P.O.SEIE 2.2, P.O.SEIE 3.1, P.O.SEIE 7.1, P.O.SEIE 7.2, P.O.SEIE 8.2, P.O.SEIE 9 y P.O.SEIE 2.3.

De entre todos estos procedimientos, se hará referencia exclusivamente a los que influyen en la programación de las unidades generadoras, por cuanto incluyen restricciones u obligaciones a las mismas

en su funcionamiento, con el objetivo de mantener la estabilidad y la seguridad de los diferentes sistemas eléctricos.

4.3.1.3.1. Reservas de potencia

En el apartado 8 del P.O.SEIE 1 (Funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares) se definen los tres niveles de reserva de regulación necesarios en los SEIE para hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo reales. Estos niveles de reserva serán fijados por el Operador del sistema en base a las siguientes consideraciones:

4.3.1.3.1.1. Reserva de regulación primaria.

El P.O.SEIE 1 establece que para cada sistema eléctrico de los SEIE, la reserva de regulación primaria en cada período de programación horario será como mínimo el 50% de la mayor potencia neta asignada a un grupo generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considera como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado con independencia del tipo de turbina (gas o vapor).

El P.O.SEIE 7.1 (Servicio complementario de regulación primaria) determina las necesidades de regulación primaria y establece su asignación a los generadores que presten este servicio. Este P.O. establece que la regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido que debe ser aportado por los generadores acoplados. Su objetivo es corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre la producción y consumo y debe ser aportado de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de los generadores acoplados como respuesta a las variaciones de frecuencia. Esta respuesta es función del estatismo permanente de cada grupo y debe ser efectiva en menos de 30 segundos.

Se define el estatismo permanente de cualquier grupo como la relación entre una variación cuasi estacionaria relativa de frecuencia en la red y la variación relativa de potencia del generador provocada por dicha variación de frecuencia.

$$S = -\frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_n}} = -\frac{\Delta f}{\Delta P} \cdot \frac{P_n}{f_n} \quad (4.9)$$

siendo:

- S: estatismo (p.u).
- f: frecuencia de la red (Hz).
- f_n : frecuencia nominal (50 Hz).
- P: Potencia generada por el generador (MW).
- P_n : Potencia nominal del generador (MW).

Se distingue entre reserva primaria a subir y reserva primaria a bajar, ya que las desviaciones de frecuencia puede ser en los dos sentidos, definiéndose ambas de la siguiente manera:

- **Reserva primaria a subir** es la potencia total entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia máxima disponible acoplada y la potencia real generada, que puede actuar en menos de 30 segundos de acuerdo a los estatismos de los grupos.
- **Reserva primaria a bajar** es la potencia total entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia real generada y la potencia mínima disponible

4. El SEP de Gran Canaria

acoplada, que puede actuar en menos de 30 segundos de acuerdo a los estatismos de los grupos.

La banda de regulación primaria es el margen de potencia en el que el conjunto de los reguladores de velocidad pueden actuar de forma automática y en los dos sentidos, como consecuencia de un desvío de frecuencia.

El P.O.SEIE 7.1 establece que la banda de regulación primaria para cada generador del sistema que se trate se determinará en función proporcional a su potencia neta disponible e inversamente proporcional a su estatismo y velocidad de respuesta. Establece también que todas las unidades de producción deberán disponer de capacidad de regulación primaria.

En el SEP de Gran Canaria, los estatismos de los grupos y las potencias netas máximas disponibles se muestran en la Tabla 4.11. Se puede observar que las turbinas de vapor de los ciclos combinados no tienen estatismo, debido a que sus calderas no tienen quemadores propios sino que el vapor se genera a partir de los gases de escape de las turbinas de gas a las que está asociada. Es por ello que su potencia depende totalmente de la potencia de las turbinas de gas a las que está asociada y, por tanto, no tiene ninguna autonomía para bajar o subir carga. Además, su reacción no será lo rápida que se le exige a una regulación primaria, por lo que no se considera como tal, aunque sí como reserva secundaria, como ya se verá en el apartado siguiente.

En el caso del SEP de Gran Canaria, esto se traduce en que conociendo las unidades programadas y la mayor potencia generada de entre todas ellas, se debe contar con un cambio en la potencia total del sistema (o en la demanda) igual al 50% de dicha potencia. Esto dará lugar a una variación de la frecuencia, que debe ser contrarrestada por la regulación primaria de los grupos modificando su potencia generada proporcionalmente a su potencia neta máxima disponible e inversamente proporcional a su estatismo.

Tabla 4.11. SEP de Gran Canaria: estatismos de los grupos y potencias netas máximas disponibles.

Central	Grupo	Tipo	Pot. Max. Neta (MW)	Estatismo (%)
Jinámar	Vapor 4	Vapor Fuel	55,56	4%
Jinámar	Vapor 5	Vapor Fuel	55,56	4%
Jinámar	Diesel 1	Motor Diesel	8,51	4%
Jinámar	Diesel 2	Motor Diesel	8,51	4%
Jinámar	Diesel 3	Motor Diesel	8,51	4%
Jinámar	Diesel 4	Motor Diesel	20,51	4%
Jinámar	Diesel 5	Motor Diesel	20,51	4%
Jinámar	Gas 1	Turbina Gas	17,64	2%
Jinámar	Gas 2	Turbina Gas	32,34	2%
Jinámar	Gas 3	Turbina Gas	32,34	2%
Bco. Tirajana	Vapor 1	Vapor Fuel	74,24	7%
Bco. Tirajana	Vapor 2	Vapor Fuel	74,24	7%
Bco. Tirajana	Gas 1	Turbina Gas	32,34	2%
Bco. Tirajana	Gas 2	Turbina Gas	32,34	2%
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	Turbina Gas Ciclo Combinado	68,70	2%
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	Turbina Gas Ciclo Combinado	68,70	2%
Bco. Tirajana	Vapor 3 (CC1)	Turbina Vapor Ciclo Combinado	68,70	-
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	Turbina Gas Ciclo Combinado	75,00	2%
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	Turbina Gas Ciclo Combinado	75,00	2%
Bco. Tirajana	Vapor 4 (CC2)	Turbina Vapor Ciclo Combinado	77,00	-

Según la característica frecuencia-potencia de los reguladores de velocidad, cuya forma típica se muestra en la Figura 4.4, se define el denominado “coeficiente de potencia” (k) para un grupo i como la relación entre las variaciones de potencia que puede entregar el grupo con respecto a las variaciones de frecuencia en el mismo, como:

$$k_i = -\frac{\Delta P_i}{\Delta f_i} \quad (4.10)$$

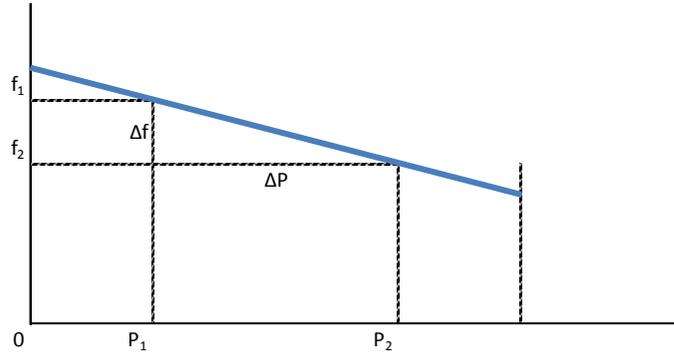


Figura 4.4. Curva típica de la característica frecuencia-potencia de los reguladores de velocidad.

Esta fórmula indica que para un determinado aumento de potencia demandada a un grupo, éste responde con un aumento de energía producida a costa de disminuir ligeramente su velocidad, o lo que es lo mismo, su frecuencia.

Sustituyendo (4.10) en (4.9), se tiene, para cada unidad i :

$$S_i = -\frac{1}{k_i} \frac{P_{n_i}}{f_n} \Rightarrow k_i = \frac{1}{S_i} \frac{P_{n_i}}{f_n} \quad (4.11)$$

Cuando hay varios grupos acoplados, ante una variación de la potencia demandada, éstos responderán con un incremento de sus respectivas potencias producidas que, al ser la variación de frecuencia común a todos ellos, será proporcional a los respectivos coeficientes de potencia. Es decir, según (4.10):

$$\Delta P_i = -k_i \Delta f \quad (4.12)$$

Y puesto que:

$$\Delta \text{Consumo} = \Delta P_{total} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i = -\sum_{i=1}^n k_i \Delta f = -k_T \Delta f \quad (4.13)$$

Se obtiene:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_{total}}{k_T} \quad (4.14)$$

Y sustituyendo en (4.12):

$$\Delta P_i = -\frac{k_i}{K_T} \Delta P_{total} \quad (4.15)$$

Por tanto, para una variación determinada de la producción total (ΔP_{total}) la variación de cada grupo acoplado, sustituyendo (4.11) en (4.15), es:

$$\Delta P_i = -\frac{\frac{P_{n_i}}{S_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta P_{n_i}}{S_i}} \Delta P_{total} \quad (4.16)$$

Puesto que la reserva primaria debe estar repartida entre todos los grupos, ninguno podrá llegar a tener su potencia máxima disponible. Además, puesto que según el P.O.SEIE 1, esta reserva depende de la potencia máxima despachada de entre todos los grupos acoplados, no se puede establecer a priori. No obstante, para obtener un valor orientativo de cada grupo como valor de reserva rodante primaria mínima a la hora de los despachos, se considera el caso de todas las unidades acopladas con el mayor grupo despachado a su máxima potencia disponible; según esto, la reserva primaria del sistema debería ser 38,5

4. El SEP de Gran Canaria

MW. A cada grupo le correspondería entonces como reserva primaria mínima la que se muestra en la Tabla 4.12.

No obstante, la reserva primaria deberá ser calculada en cada caso con la formulación indicada, pero sí se puede establecer, como una restricción más, que la potencia máxima a despachar por cada unidad generadora sea igual a la potencia máxima disponible menos la reserva primaria mínima obtenida y, de igual manera, que la potencia mínima despachable de cada unidad generadora sea igual al mínimo técnico más la reserva primaria mínima obtenida. Es decir:

$$\begin{aligned} P_i &\leq P_i^{max} - Rpm_i \\ P_i &\geq P_i^{min} + Rpm_i \end{aligned} \quad (4.17)$$

siendo:

P_i^{max} : Potencia máxima disponible de la unidad i acoplada (MW)

P_i^{min} : Potencia mínima disponible de la unidad i acoplada (MW)

Rpm_i : Reserva primaria mínima de la unidad i acoplada (MW)

Tabla 4.12. SEP de Gran Canaria: reserva primaria mínima.

Central	Grupo	Tipo	Pot. Max. Neta (MW)	Estadismo (%)	Res. Prim. Min. (MW)
Jinámar	Vapor 4	Vapor Fuel	55,56	4%	1,89
Jinámar	Vapor 5	Vapor Fuel	55,56	4%	1,89
Jinámar	Diesel 1	Motor Diesel	8,51	4%	0,29
Jinámar	Diesel 2	Motor Diesel	8,51	4%	0,29
Jinámar	Diesel 3	Motor Diesel	8,51	4%	0,29
Jinámar	Diesel 4	Motor Diesel	20,51	4%	0,70
Jinámar	Diesel 5	Motor Diesel	20,51	4%	0,70
Jinámar	Gas 1	Turbina Gas	17,64	2%	1,20
Jinámar	Gas 2	Turbina Gas	32,34	2%	2,20
Jinámar	Gas 3	Turbina Gas	32,34	2%	2,20
Bco. Tirajana	Vapor 1	Vapor Fuel	74,24	7%	1,44
Bco. Tirajana	Vapor 2	Vapor Fuel	74,24	7%	1,44
Bco. Tirajana	Gas 1	Turbina Gas	32,34	2%	2,20
Bco. Tirajana	Gas 2	Turbina Gas	32,34	2%	2,20
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	Turbina Gas Ciclo Combinado	68,70	2%	4,68
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	Turbina Gas Ciclo Combinado	68,70	2%	4,68
Bco. Tirajana	Vapor 3 (CC1)	Turbina Vapor Ciclo Combinado	68,70	-	0,00
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	Turbina Gas Ciclo Combinado	75,00	2%	5,10
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	Turbina Gas Ciclo Combinado	75,00	2%	5,10
Bco. Tirajana	Vapor 4 (CC2)	Turbina Vapor Ciclo Combinado	77,00	-	0,00

4.3.1.3.1.2. Reserva de regulación secundaria:

El P.O.SEIE 1 establece que para cada sistema eléctrico de los SEIE, la reserva de regulación secundaria en cada período de programación horario será determinada por el Operador del Sistema en base a la evolución temporal previsible de la demanda, del fallo probable de los generadores acoplados y de la variabilidad de la producción eólica.

La suma de las reservas primaria y secundaria asignadas en cada período de programación horario, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan, debe igualar al menos el 100% de la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados, considerándose como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado. No obstante en rampa de

subida de demanda, las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.

- El crecimiento previsto de la demanda entre el período de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
- La potencia que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencias $N-1$.
- La pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

En los sistemas extrapeninsulares, actualmente, el mayor valor de estos tres es el correspondiente al primer supuesto, es decir, la mayor carga asignada de entre todos los grupos despachados con las consideraciones indicadas.

La reserva secundaria a bajar en cada período de programación horario, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan será como mínimo el 50% de la reserva a subir.

El P.O.SEIE 7.2 (Servicio complementario de regulación secundaria) establece el método de asignación de la reserva de regulación secundaria. Este P.O. define la regulación secundaria como el mecanismo que gestiona la potencia de los generadores con el objeto de eliminar los errores de régimen permanente en la frecuencia (no corregidos por la regulación primaria) para devolver el sistema a la frecuencia nominal en menos de 15 minutos después de un evento desequilibrante entre generación y consumo. Es un servicio complementario obligatorio y retribuido.

Se distingue entre reserva secundaria a subir y reserva secundaria a bajar, ya que las desviaciones de frecuencia pueden ser en los dos sentidos:

- **Reserva secundaria a subir.** Es la potencia total entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia máxima disponible acoplada para atender las necesidades de regulación secundaria y la potencia real generada.
- **Reserva secundaria a bajar.** Es la potencia total entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia real generada y la potencia mínima disponible acoplada para atender las necesidades de regulación secundaria.

Destaca este procedimiento, también, que la reserva secundaria podrá participar en la regulación primaria en el caso de que los reguladores de velocidad en su actuación la necesiten, y sólo se dispondrá de la reserva secundaria no utilizada por la regulación primaria.

Para poder considerar a un grupo como participante en la regulación secundaria debe estar bajo un sistema de control totalmente automático (AGC) o semiautomático que garantice el objetivo de control de la frecuencia indicado.

Las bandas de regulación secundaria tanto a subir como a bajar en cada período de programación horario serán determinadas por el Operador del Sistema conjuntamente con el cálculo del despacho económico de forma que se minimicen los costes de producción, considerando los criterios de seguridad.

Para la resolución del SEP de Gran Canaria, esto se traduce en tener en cuenta que la asignación de los grupos de generación necesarios para cubrir una determinada demanda, debe ser tal que la potencia máxima total disponible acoplada sea mayor o igual a la demanda a cubrir más la reserva rodante (primaria + secundaria) a subir y, de igual manera, que la potencia mínima total disponible acoplada sea menor o igual que la demanda menos la reserva rodante a bajar. Es decir:

$$\begin{aligned}
 \sum_{i=1}^N P_i^{max} &\geq L + R^{subir} ; & \sum_{i=1}^N R_i^{subir} &\geq R^{subir} \\
 \sum_{i=1}^N P_i^{min} &\leq L - R^{bajar} ; & \sum_{i=1}^N R_i^{bajar} &\geq R^{bajar}
 \end{aligned}
 \tag{4.18}$$

siendo:

- R^{subir} : Reserva rodante total a subir requerida al sistema (MW)
- R^{bajar} : Reserva rodante total a bajar requerida al sistema (MW)
- R_i^{subir} : Reserva rodante a subir de la unidad i (MW): $R_i^{subir} = P_i^{max} - P_i$
- R_i^{bajar} : Reserva rodante a bajar de la unidad i (MW): $R_i^{bajar} = P_i - P_i^{min}$
- P_i^{max} : Potencia máxima disponible de la unidad i acoplada (MW)
- P_i^{min} : Potencia mínima disponible de la unidad i acoplada (MW)
- N : Número de unidades acopladas.
- L : Demanda del sistema (MW)

Se deberá también distinguir los períodos de rampa de subida de la demanda de los períodos de rampa de bajada, ya que en los primeros hay que considerar una vez y media la potencia mayor asignada de entre todas las turbinas pertenecientes a algún ciclo combinado para obtener el valor de la reserva rodante a considerar.

4.3.1.3.1.3. Reserva de regulación terciaria:

El P.O.SEIE 1 establece que para cada sistema eléctrico de los SEIE, la reserva de regulación terciaria a subir en cada período de programación horario será igual a la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados, considerándose como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado, no obstante en rampa de subida de demanda, las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada para considera la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.
- El crecimiento previsto de la demanda entre el período de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
- La potencia que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencias $N-1$.
- La pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

Como ya se ha comentado en el apartado anterior, en los sistemas extrapeninsulares, actualmente, el mayor valor de estos tres es el correspondiente al primer supuesto, es decir, la mayor carga asignada de entre todos los grupos despachados con las consideraciones indicadas.

Se puede observar que este procedimiento sólo habla de reserva terciaria a subir, porque no tiene sentido hablar de terciaria a bajar como se verá a continuación.

El P.O.SEIE 7.3 (Servicio complementario de regulación terciaria) establece el método de asignación de la reserva de regulación terciaria e indica que es un servicio complementario de carácter obligatorio. Este P.O. establece, además, que el objeto de la regulación terciaria es la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de los generadores que estén o no acoplados.

Este P.O. hace distinción entre dos tipos de reserva terciaria:

- **Reserva terciaria acoplada.** Es la variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción, una vez descontada la reserva primaria y secundaria, en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenido al menos, durante dos horas consecutivas.
- **Reserva terciaria parada.** Es la reserva disponible en las unidades de producción que se encuentran paradas capaces de alcanzar el mínimo técnico como máximo en 25 minutos. Se debe tener en cuenta, por tanto, los tiempos de arranque de cada uno de los grupos.

Por lo tanto, la función de la reserva terciaria sólo consiste en reponer los niveles de reserva secundaria utilizados, por lo que en realidad no supone ninguna restricción directa a la programación a corto plazo pero sí a la de medio plazo (semanal o anual) y a la de largo plazo (anual o varios años) con el fin de contar siempre con reserva terciaria parada con las indicaciones antes comentadas. No obstante, en la Tabla 4.13 se muestran los datos aportados, al Operador del Sistema, de los tiempos de arranque de los grupos del SEP de Gran Canaria. Se puede observar que los únicos grupos que cumplen con la condición de reserva terciaria parada son las turbinas de gas Gas 1, Gas 2 y Gas 3 de la C.T. Jinámar y las turbinas Gas 1 y Gas 2 de la C.T. Bco. Tirajana, las cuales tienen todas un tiempo de arranque de 25 minutos.

Tabla 4.13. SEP de Gran Canaria: tiempos mínimos de arranque.

Central	Grupo	Tipo	Tiempos mínimos de arranque (min) ⁽¹⁾		
			En frío	En templado	En caliente
Jinámar	Vapor 4	Vapor Fuel	750	285	195
Jinámar	Vapor 5	Vapor Fuel	750	285	195
Jinámar	Diesel 1	Motor Diesel	120	-	80
Jinámar	Diesel 2	Motor Diesel	120	-	80
Jinámar	Diesel 3	Motor Diesel	120	-	80
Jinámar	Diesel 4	Motor Diesel	120	-	-
Jinámar	Diesel 5	Motor Diesel	120	-	-
Jinámar	Gas 1	Turbina Gas	25	-	-
Jinámar	Gas 2	Turbina Gas	25	-	-
Jinámar	Gas 3	Turbina Gas	25	-	-
Bco. Tirajana	Vapor 1	Vapor Fuel	840	390	300
Bco. Tirajana	Vapor 2	Vapor Fuel	840	390	300
Bco. Tirajana	Gas 1	Turbina Gas	25	-	-
Bco. Tirajana	Gas 2	Turbina Gas	25	-	-
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	Turbina Gas heavy duty >50 MW	90	-	-
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	Turbina Gas heavy duty >50 MW	90	-	-
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 1	Funcionamiento 1TG+1TV	360	300	270
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 1	Funcionamiento 2TG+1TV	480	420	390
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	Turbina Gas heavy duty >50 MW	90	-	-
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	Turbina Gas heavy duty >50 MW	90	-	-
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 2	Funcionamiento 1TG+1TV	360	300	270
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 2	Funcionamiento 2TG+1TV	480	420	390

(1) Desde totalmente parado a mínimo técnico.

Con respecto a los tiempos de arranque hay que tener en cuenta que el concepto de diferenciar entre arranque calientes, templados y fríos, sólo tiene sentido en los grupos de vapor, por cuanto que el tiempo de arranque de estos grupos está directamente relacionado con el estado de enfriamiento de la caldera. En el caso de los grupos diésel, la diferenciación entre distinguir unos arranques más rápidos de otros más lentos viene dado por el hecho de que sea necesario llevar a cabo un cambio de combustible en el proceso de parada-arranque o no. Esto es, si un motor diésel utiliza un combustible pesado, como el fuel BIA, con un punto de congelación relativamente alto (congelable a temperatura ambiente), cuando se pare durante un cierto tiempo puede tener problemas de congelación del combustible en el motor, por lo que normalmente se hace un cambio de combustible antes de parar con otro combustible más ligero, como el gasoil, que no necesita calentamiento a temperatura ambiente; de esta forma se asegura que no haya

4. El SEP de Gran Canaria

problemas de congelación en ninguna parte del motor y evitar daños de muy costosa reparación tanto en tiempo como en dinero. Por ello, en los motores diésel que utilizan fuel como combustible de funcionamiento y gasoil para los procesos de arranque y parada se establecen dos tiempos diferenciados para contemplar este hecho. En el caso de las turbinas de gas, todos los arranque son iguales y no tiene ningún sentido distinguir entre diferentes tipos de arranque en función del tiempo de parada.

Los tiempos de arranque y de parada son restricciones que se incluyen en los requerimientos de tiempos mínimos acoplados y desacoplados como se verá a continuación.

4.3.1.3.2. Otros condicionantes técnicos para la programación

El apartado 6 del P.O.SEIE 2.2 (Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico) se establece el método de realización de los programas diarios a realizar por el Operador del Sistema.

Los programas diarios tienen por objeto determinar diariamente el plan de arranques y paradas de grupos generadores, minimizando el coste variable de producción, cumpliendo los criterios de garantía y calidad de suministro prescritos en los procedimientos de operación y teniendo en cuenta además las restricciones técnicas y ambientales pertinentes. El programa se debe especificar la carga de los diferentes grupos de generación que contribuyen en cada hora a la cobertura de la demanda correspondiente y las reservas de regulación primaria, secundaria y terciaria previstas, con indicación de los grupos generadores encargados de suministrarlas y expresión explícita de la potencia en reserva en cada uno de ellos.

En la programación diaria se debe tener en cuenta los parámetros técnicos aprobados en cada grupo generador, particularmente los siguientes:

1. Potencia efectiva neta y mínimo técnico.
2. Rampas de subida y bajada de potencia.
3. Tiempos y costes de arranque.
4. Costes variables de funcionamiento definidos en la normativa.
5. Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria.

A los que se deben añadir:

6. La información comunicada por los agentes de indisponibilidades o restricciones adicionales en el funcionamiento de los generadores.
7. Los programas horarios previstos y comunicados por los generadores de régimen especial. El Operador del Sistema revisará los programas previstos y utilizará en el despacho la mejor previsión disponible, particularmente en la generación no gestionable.

En la Tabla 4.14 se muestran algunos de dichos parámetros. Los costes de arranque, los costes variables de funcionamiento, el estatismo que da idea de la contribución a la potencia rodante de regulación primaria y los tiempos de arranque que dan idea de la contribución a la potencia rodante de regulación terciaria, se describieron previamente. La contribución a la potencia de regulación secundaria la dan, realmente, las rampas de subida y bajada de potencia. Con respecto al punto 6, se debe considerar la posibilidad de introducir en la programación la obligación de tener determinadas unidades generadoras paradas o en funcionamiento, con el fin de tener en cuenta las indisponibilidades de grupos o determinadas restricciones de no parar. El punto 7 se tendrá en cuenta considerando la generación de régimen especial real habida en el día elegido de estudio.

Tabla 4.14. SEP de Gran Canaria: algunos parámetros técnicos usados en cada grupo generador.

Central	Grupo	Pot. Máx. Neta (MW)	Mínimo Técnico (MW)	Rampa de subida/bajada de carga (MW/min)	Tiempo mínimo de parada ⁽¹⁾ (min)	Tiempo funcionando antes de parar (h)	Tiempo parado antes de acoplar ⁽²⁾ (h)	Tiempo parado para considerar arranque (h)		
								Frío	Templado	Caliente
Jinámar	Vapor 4	55,56	22,10	0,50	75	3	15	>60	>8	<8
Jinámar	Vapor 5	55,56	22,10	0,50	75	3	15	>60	>8	<8
Jinámar	Diesel 1	8,51	4,58	0,50	50	1	5	>3	-	<3
Jinámar	Diesel 2	8,51	4,58	0,50	50	1	5	>3	-	<3
Jinámar	Diesel 3	8,51	4,58	0,50	50	1	5	>3	-	<3
Jinámar	Diesel 4	20,51	14,09	0,50	120	1	7	>0	-	-
Jinámar	Diesel 5	20,51	14,09	0,50	120	1	7	>0	-	-
Jinámar	Gas 1	17,64	6,80	1,50	25	1	4	>0,5	-	<0,5
Jinámar	Gas 2	32,34	6,80	2,50	25	1	4	>0,5	-	<0,5
Jinámar	Gas 3	32,34	6,80	2,50	25	1	4	>0,5	-	<0,5
Bco. Tirajana	Vapor 1	74,24	26,10	1,00	75	3	13	>60	>8	<8
Bco. Tirajana	Vapor 2	74,24	26,10	1,00	75	3	13	>60	>8	<8
Bco. Tirajana	Gas 1	32,34	6,80	2,50	25	1	4	>0,5	-	<0,5
Bco. Tirajana	Gas 2	32,34	6,80	2,50	25	1	4	>0,5	-	<0,5
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	68,70	9,70	2,00	30	5	7	>0,5	-	<0,5
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	68,70	9,70	2,00	30	5	7	>0,5	-	<0,5
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (1+1)	103,00	37,80	3,00	50	5	12	>60	>8	<8
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (2+1)	206,10	75,50	6,00	60	5	15	>60	>8	<8
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	75,00	9,70	2,00	30	5	7	>0,5	-	<0,5
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	75,00	9,70	2,00	30	5	7	>0,5	-	<0,5
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (1+1)	113,50	37,80	3,00	50	5	12	>60	>8	<8
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (2+1)	227,00	75,50	6,00	60	5	15	>60	>8	<8

(1) Desde mínimo técnico a grupo totalmente parado. Se entiende totalmente parado desde que deja de consumir combustible.

(2) Desde mínimo técnico a mínimo técnico, por lo que tiene incluido el tiempo de parada y de arranque.

Por otro lado, el mismo apartado 6 del P.O.SEIE 2.2, establece que el proceso de despacho constará al menos de dos etapas:

1. Despacho inicial con criterio exclusivamente económico, en el que todos los grupos generadores se consideran en un nudo único. En esta etapa, la generación prevista de régimen especial se colocará en base sin consideración de coste.
2. Análisis de las posibles restricciones impuestas por la red de transporte, reajustando la generación si fuera necesario con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas de grupos, y recalculando con estas condiciones el despacho económico de la cobertura del modo que mejor se asegure el cumplimiento de los límites impuestos por los criterios de seguridad de funcionamiento normal según el P.O. SEIE 1.

Es por esto que el estudio que se realiza, de acuerdo con la legislación, se hace sin considerar pérdidas en la red, ya que, además, según el P.O.SEIE 5 (Determinación y asignación de las pérdidas de transporte) éstas serán estimadas por el Operador del Sistema por diferencia entre los flujos de entrada y salida de potencia activa por los nudos frontera de la red de transporte, pudiéndose utilizar los casos horarios resueltos del estimador de estado del sistema en tiempo real.

Además de los recogidos en la reglamentación vigente, existen otros condicionantes operativos en el sistema eléctrico de Gran Canaria, como son:

- Condicionante de no funcionamiento cíclico en grupos con ciclos de agua-vapor. La experiencia que tuvo Endesa años atrás sometiendo a estos grupos a un funcionamiento cíclico, precisamente por intentar mejorar los despachos económicos, dio lugar a importantes averías que llevaron a unos

elevados tiempos de indisponibilidades que hicieron económicamente ineficiente para el sistema este tipo de explotación. Esta condición supone no someter a arranques y paradas diarias o incluso semanales a grupos de este tipo, donde se encuentran incluidos los grupos Vapor 4 y 5 de Jinámar y los Ciclos Combinados 1 y 2 de Barranco de Tirajana.

- Condicionante de no funcionamiento cíclico en motores diésel de 2 tiempos. En la misma línea de lo indicado en el apartado anterior, los problemas ocasionados a estos grupos debido a un funcionamiento cíclico no compensan los ahorros que se pudieran derivar del mismo. En este caso es conveniente no someter a este tipo de grupos a arranques y paradas diarios o muy habituales, puesto que las dimensiones del tren alternativo de estos grupos hacen que las paradas y arranques sean los momentos más críticos de los mismos, con altísima probabilidad de averías múltiples.
- Condicionante de disponibilidad de vapor en las centrales de Jinámar y Bco. Tirajana. En estas centrales se utiliza como combustibles principales fuel BIA y gasoil. Puesto que el fuel BIA es un combustible pesado y con un valor alto de punto de congelación (el valor que figura en contratos con proveedores de combustible es < 30 °C), se puede congelar a temperatura ambiente, por lo que necesita de su calentamiento constante para mantenerse por encima de dicha temperatura, tanto en los tanques de combustible como en cualquier parte del sistema de combustible de la central. Por otro lado, los grupos de vapor y ciclos combinados necesitan agua desmineralizada para reposición en las pérdidas del ciclo agua-vapor, y las turbinas de gas necesitan de esa misma agua para la inyección de agua necesaria para reducir las emisiones de NOx a los valores exigidos en la Autorización Ambiental Integrada (AAI) actualmente en vigor, de tal manera que estas turbinas de gas no podrían funcionar sin la inyección de agua. Asimismo dicha agua desmineralizada procede del agua desalada que se obtiene de las desaladoras existentes en la central, que son de tecnología de compresión de vapor.

El vapor requerido para estas dos necesidades importantes de la central se obtiene del vapor auxiliar de los grupos de vapor, por lo que es indispensable mantener al menos uno de estos grupos acoplados, ya que si se pararan durante un largo período de tiempo los dos grupos de vapor (en alguna de ambas centrales) se correría el riesgo de dejar inservible todo o parte del sistema de combustible de fuel por congelación de éste y, por consiguiente, tener estos dos grupos indisponibles durante un largo período de tiempo, debido a las reparaciones que habría que llevar a cabo para limpiar y sustituir todas las partes en las que el combustible se hubiera congelado. Por otro lado, el funcionamiento de las turbinas de gas podría agotar las existencias de agua desmineralizada y dejar también indisponibles las mismas hasta poder tener nuevamente agua desmineralizada.

A este respecto, es importante tener en cuenta que, aún dentro de las peculiaridades del diseño y construcción de las centrales en el SEIE Canarias, lo que nunca se previó en ninguna de ellas es que estuvieran totalmente paradas a no ser que fuera por desmantelamiento, habida cuenta que se está hablando de islas en las que como mucho hay dos centrales en cada una de ellas. Otro hecho que refuerza este argumento es el esgrimido por la propia REE cuando en informes de años anteriores aconsejaba disponer de al menos tres centros productivos en las islas mayores, con el fin de asegurar el servicio y de que la generación existente se distribuyera de forma equilibrada entre ellos.

4.4. Emisiones y restricciones medioambientales

La atmósfera es la capa gaseosa de unos 2.000 km que rodea La Tierra y es imprescindible para el sostenimiento de la vida terrestre y la conservación de las condiciones de aislamiento térmico y material respecto del espacio exterior.

La atmósfera terrestre está sufriendo modificaciones en su composición química, fruto de la inmisión de gases en proporciones diferentes o ajenas a su composición natural, producidos por las actividades humanas. Esta alteración es la causa de problemas como la subida global de las temperaturas (Cambio Climático), la destrucción de la capa de ozono, la modificación de la dinámica atmosférica y la lluvia ácida, entre otros. También afecta al conjunto de seres vivos y a la salud de las personas.

En el archipiélago canario la estrecha relación entre los estados de la atmósfera y factores geográficos como la latitud, la corriente oceánica fría y la orografía, son los responsables del clima y de la enorme variedad de ambientes climáticos que se distinguen entre unas islas y otras, e incluso en cada una de ellas. Estos “microclimas” han sido un elemento fundamental en el mantenimiento de la gran biodiversidad existente en las islas. A su vez, es importante entender el funcionamiento de las masas de aire que afectan al archipiélago, para conocer el alcance de las afecciones derivadas de la contaminación.

Al igual que en la legislación relacionada con los costes (detallada en la Sección 4.3), existe una amplia reglamentación con respecto a las emisiones medioambientales, y es importante tener en cuenta las dos vías primordiales en las que se ha encaminado la legislación, tanto europea como nacional. Por un lado, las dirigidas a la limitación de las emisiones de contaminantes y a la evaluación de las concentraciones de dichas emisiones en el aire (calidad del aire) y, en segundo lugar, las dirigidas a la minimización de los efectos de las emisiones en el cambio climático.

Sin embargo, también es importante destacar que, independientemente de la legislación particular dirigida a la problemática de la contaminación atmosférica, existe un conjunto de legislación más global dirigida a la prevención y control integrado de la contaminación, que es conveniente tener en cuenta porque establece una serie de criterios y obligaciones que están por encima del tratamiento particularizado de los diferentes tipos de contaminantes.

Es por ello que a continuación se dedican varios apartados a tratar este tema, comenzando por la legislación más global en cuanto a contaminación, y siguiendo con las dos vías citadas anteriormente, particularizadas a la contaminación atmosférica. Se tratará también la legislación particularizada para las grandes instalaciones de combustión. En cada uno de dichos apartados se verá también la legislación particularizada para la Comunidad Autónoma de Canarias, en la que principalmente se desarrollan las competencias que la legislación nacional le concede.

Hay que destacar también que, así como en los costes hay una clara orientación a la reducción de los mismos mediante una adecuada optimización del conjunto del sistema eléctrico que se trate, con la adecuada formulación y parametrización de todos los posibles costes, en el caso de las emisiones no hay nada similar y, en el caso de las instalaciones de producción de energía eléctrica, todo tiende a la reducción particularizada de cada foco emisor. Por ello, en esta sección, se dedica un apartado a la obtención de las curvas características de las emisiones para el SEP de Gran Canaria con la información disponible.

4.4.1. Reglamentación sobre la prevención y control de la contaminación.

El enfoque ambiental del medio ambiente industrial se realiza a través de las políticas de prevención de la contaminación, por medio de acuerdos voluntarios y de aplicación normativa, y del adecuado control e inspección de las instalaciones industriales.

La prevención es uno de los principios básicos de toda política ambiental. Su objetivo consiste en evitar la contaminación desde el origen antes de que sea necesaria la minimización de sus efectos o la restauración de los recursos afectados. Por esta razón, la política ambiental española, de acuerdo con los sucesivos programas de la Unión Europea sobre medio ambiente, ha insistido en la importancia crucial de este principio de prevención, así como el principio de «quien contamina paga», como bases para evitar, reducir y, en la medida de lo posible, eliminar la contaminación derivada de las actividades industriales. Por otra parte, también da un enfoque integrado del control de las emisiones de dichas actividades a la atmósfera,

4. El SEP de Gran Canaria

el agua o el suelo, que otorga una protección al medio ambiente en su conjunto, de manera que se evite la transferencia de contaminación de un elemento o recurso natural a otro.

Ya en el año 1996, la *Directiva 96/61/CE del Consejo, de 24 de septiembre de 1996* [17], introdujo un concepto integrador de la visión medioambiental así como la necesidad de obtener un permiso escrito (Autorización Ambiental Integrada, AAI) que debe concederse de forma coordinada cuando en el procedimiento intervienen varias autoridades competentes. La AAI determina todos los condicionantes ambientales que debe cumplir la actividad de que se trate, incluida la fijación de los valores límite de emisión de los contaminantes al aire, agua, residuos y suelo.

La ley española fundamental en este sentido es la *Ley 16/2002, de 1 de julio* [18], que transpone la *Directiva 96/61/CE* (posteriormente derogada por la *Directiva 2008/1/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de enero de 2008* [19], que en realidad es el texto refundido de la Directiva 96/61/CE) del mismo nombre. En ella se establece un nuevo enfoque en la concepción del medio ambiente. Define importantes actuaciones como son la necesidad de obtención de la AAI para poder iniciar y realizar la actividad, el concepto de las Mejores Técnicas Disponibles (MTD) como medida de protección del medio ambiente y la Transparencia Informativa.

Posteriormente, la Unión Europea elaboró la *Directiva 2010/75/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010* [20], la cual ha introducido diversas modificaciones en la legislación de prevención y control integrados de la contaminación, así como en el resto de la legislación europea relativa a actividades industriales, con el objetivo de responder a la necesidad de obtener mejoras de la salud pública y ambientales asegurando, al mismo tiempo, la rentabilidad, y fomentando la innovación técnica.

Estas modificaciones que incluye la nueva directiva, se incorporan al ordenamiento español a través de la modificación de la Ley 16/2002, para su adecuación a la Directiva de emisiones industriales a través de la *Ley 5/2013, de 11 de junio* [21], y desarrollada por el *Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre* [22].

El Real Decreto 815/2013 tiene por objeto desarrollar y ejecutar la Ley 16/2002, de prevención y control integrados de la contaminación, así como establecer el régimen jurídico aplicable a las emisiones industriales, con el fin de alcanzar una elevada protección del medio ambiente en su conjunto. Asimismo, establece las disposiciones para evitar y, cuando ello no sea posible, reducir la contaminación provocada por las instalaciones especificadas en el Anejo 1, entre las que se encuentran las grandes instalaciones de combustión.

Hay que recordar, además, que las competencias en la gestión del medio ambiente en España dependen de las Comunidades Autónomas que, en total, son 17.

En el artículo 1 del Real Decreto 815/2013 se indica que el mismo será aplicable a las instalaciones de titularidad pública o privada en las que se desarrolle alguna de las actividades industriales incluidas en las categorías enumeradas en el Anexo 1. En este Anexo 1 aparece en primer lugar:

1. Instalaciones de combustión.
 - 1.1. Instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal total igual o superior a 50 MW:
 - a) Instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen ordinario o en régimen especial, en las que se produzca la combustión de combustibles fósiles, residuos o biomasa.
 - b) Instalaciones de cogeneración, calderas, generadores de vapor o cualquier otro equipamiento o instalación de combustión existente en una industria, sea ésta o no su actividad principal.

En el Anexo 3 se indican las limitaciones de las emisiones para las grandes instalaciones de combustión con diversas consideraciones que deben reflejarse en la autorización ambiental integrada particular. Según el artículo 44 de este Real Decreto los valores que se indican en el Anexo 3 entrarán en vigor el 1 de enero de 2016, aunque entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2020, se establecerá un plan transitorio para

las instalaciones en funcionamiento antes del 27 de noviembre de 2003 que lo soliciten, las cuales deberán seguir cumpliendo con los límites establecidos en las AAI's vigentes a 31 de diciembre de 2015.

El artículo 48, no obstante, establece que para las instalaciones de combustión que el 6 de enero de 2011 formen parte de una pequeña red aislada podrán quedar exentas del cumplimiento de los valores límite de emisión indicados en este Real Decreto hasta el 31 de diciembre de 2019, pero deberán, al menos, mantener los valores límite de emisión establecidos en la autorización ambiental integrada de dichas instalaciones de combustión y aplicables el 31 de diciembre de 2015. Según el artículo 2 de este Real Decreto una "Pequeña red aislada" es cualquier red que tuviera en 1996 un consumo inferior a 3.000 GWh y que obtenga una cantidad inferior al 5 % de su consumo anual mediante interconexión con otras redes. En este caso se encuentran todos los sistemas eléctricos aislados de Canarias, por lo que en la actualidad les son de aplicación los valores límites especificados en la autorización ambiental integrada vigente, que ya se verá más adelante para el caso que nos ocupa.

En el Anexo 2 de la Ley 16/2002 modificada se recoge la lista de sustancias contaminantes, que para el caso de la atmósfera se incluyen las que aplican a las instalaciones de generación eléctrica y que son los "Óxidos de azufre y otros compuestos de azufre", los "Óxidos de nitrógeno y otros compuestos de nitrógeno" y las "Partículas, incluidas las partículas finas".

4.4.1.1. Reglamentación sobre la prevención y control de la contaminación específica para Canarias

La variada legislación nacional relacionada con la contaminación atmosférica en sus distintas vertientes dejan en última instancia las competencias en la gestión del medio ambiente a las Comunidades Autónomas.

La *Ley 16/2002 de 1 de julio* [18], modificada posteriormente por la *Ley 5/2013, de 11 de junio* [21], establece un nuevo enfoque en la concepción del medio ambiente. Define importantes actuaciones como son la necesidad de obtención de la Autorización Ambiental Integrada (AAI), para poder iniciar y realizar la actividad, el concepto de las Mejores Técnicas Disponibles (MTD) como medida de protección del medio ambiente y la transparencia informativa.

Con respecto a la "Autorización Ambiental Integrada", la Ley 16/2002 la define como la resolución escrita del órgano competente de la Comunidad Autónoma en la que se ubique la instalación, por la que se permite, a los efectos de la protección del medio ambiente y de la salud de las personas, explotar la totalidad o parte de una instalación, bajo determinadas condiciones destinadas a garantizar que la misma cumple el objeto y las disposiciones de esta Ley.

La Autorización Ambiental Integrada también se menciona en el *Real Decreto 102/2011, de 28 de enero* [23], relativo a la mejora de la calidad del aire, por ser el ámbito de la contaminación atmosférica uno más de los englobados dentro de la Ley 16/2002.

Es por todo esto que el documento primero de control de la contaminación de cualquier instalación es la Autorización Ambiental Integrada, que debe ser otorgada y verificada por el órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente, y que incluye en sus condicionantes y límites a cumplir la contaminación atmosférica que nos ocupa.

4.4.1.1.1. Autorizaciones Ambientales Integradas

Es una figura de intervención administrativa que, para las instalaciones afectadas, sustituye al conjunto de autorizaciones ambientales existentes hasta la entrada en vigor de la Ley 16/2002, y establece un condicionado ambiental para la explotación de las actividades e instalaciones contempladas en el Anexo I de dicha ley. Esta autorización se otorga con carácter previo a cualquier otra autorización o licencia sustantiva exigible, y es de carácter vinculante para todo lo relativo al condicionado ambiental.

4. El SEP de Gran Canaria

La AAI incluye todos los aspectos ambientales, y aquellos otros relacionados que consideren las autoridades ambientales competentes, de acuerdo con la legislación básica estatal y las correspondientes autonómicas.

Los valores límites de emisión (VLE) fijados en la Autorización Ambiental Integrada se basan en las mejoras técnicas disponibles (MTD), sin prescribir la utilización de una técnica o tecnología específica, y garantizando que, en condiciones normales de funcionamiento, no se superen los niveles de emisión asociados a dichas MTD. En casos excepcionales y debidamente documentados, los valores límite de emisión pueden ser menos estrictos que los valores asociados a las MTD, siempre que se justifique que la aplicación de estas técnicas implica unos costes desproporcionadamente más elevados en comparación con el beneficio ambiental debido a la ubicación geográfica o la situación del entorno local o las características técnicas de la instalación.

Las autorizaciones deberán ser revisadas y, en caso necesario, actualizadas en un plazo de cuatro años a partir de la adopción de las conclusiones sobre las MTD relativas a la actividad principal de una instalación. Sin embargo, la Ley 16/2012, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, modificada por la Ley 5/2013, de 11 de junio establece en la disposición transitoria primera que la actualización de las autorizaciones para su adecuación a la Directiva 2010/75/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre, sobre las emisiones industriales, deben realizarse con anterioridad al 7 de enero de 2014.

Una vez otorgada la autorización ambiental integrada, las instalaciones nuevas o con modificación sustancial no podrán iniciar su actividad productiva hasta que se compruebe el cumplimiento de las condiciones fijadas en ella.

Según el Reglamento Orgánico de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial incluido y aprobado por medio del *Decreto 20/2004, de 2 de marzo* [24], el desempeño de todas aquellas funciones en materia de ordenación de los recursos naturales, territorial y urbanística, así como de medio ambiente que estatutariamente corresponden a la Administración de la Comunidad Autónoma de Canarias y que no residan en otros órganos, recae en el Consejero de Medio Ambiente y Ordenación Territorial. Por otro lado, el *Decreto 182/2006, de 12 de diciembre* [25], de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial de la Comunidad Autónoma de Canarias, establece que corresponde a la Consejería competente en materia de medio ambiente de la Administración Pública de la Comunidad Autónoma la tramitación y resolución de la autorización ambiental integrada y que será el Reglamento Orgánico de la citada Consejería el que determine los órganos ambientales a los cuales corresponda ejercer, en cada caso, las funciones instructoras y resolutorias del procedimiento de autorización ambiental integrada.

En base a todo esto el Consejero de Medio Ambiente de la Comunidad Autónoma de Canarias ha procedido a la autorización ambiental integrada de todas las instalaciones contempladas en la legislación vigente. Con respecto a las instalaciones de generación del sistema eléctrico aislado en estudio, Gran Canaria, las actualmente vigentes son:

- Actualización de la Autorización Ambiental Integrada de la Central Térmica de Jinámar (Unión Eléctrica de Canarias, S.A.U.), municipio de Las Palmas de Gran Canaria, por *Resolución 5/2014 de la Viceconsejería de Medio Ambiente* [26].
- Actualización de la Autorización Ambiental Integrada de la Central Térmica de Barranco de Tirajana (Unión Eléctrica de Canarias, S.A.U.), municipio de San Bartolomé de Tirajana por *Resolución 6/2014 de la Viceconsejería de Medio Ambiente* [27].

A continuación se entrará en detalle en estas autorizaciones ambientales integradas. Sin embargo, destacar antes que en todas las autorizaciones ambientales integradas, normalmente en el Capítulo 3 (Valores límites de emisión y condicionantes técnicos), aparecen las siguientes directrices:

- Para todos los focos, la valoración de los resultados de las mediciones de las emisiones se realizará aplicando los criterios establecidos en el artículo 14 del *Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo* [28],

que trata sobre la limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, así como en la *Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo* [29], por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x y partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión.

A este respecto, lo que viene a indicar es que para todo foco cuya potencia térmica nominal total de las instalaciones que emiten a través suyo sea superior a 50 MWt deben tener medidas en continuo y serán valoradas según lo especificado en el Artículo 14 del Real Decreto 430/2004:

- a) Ningún valor medio mensual debe superar los valores límite de emisión, y en el caso de:
 - Dióxido de azufre y partículas: un 97% de todos los valores medios de cada 48 horas no deben rebasar el 110% de los valores límite de emisión.
 - Óxidos de nitrógeno: un 95% de todos los valores medios de cada 48 horas no rebasa el 110% de los valores límite de emisión.
- b) No se tomarán en consideración los periodos de avería de equipos de reducción de emisiones ni los periodos de arranque y de parada.

Con respecto al resto de focos (cuya potencia térmica nominal total de las instalaciones que emiten a través suyo sea inferior o igual a 50 MWt) las mediciones serán discontinuas y el Artículo 14 del Real Decreto 430/2004 se deja a criterio de la Administración competente la valoración de las mediciones en estos casos. A este respecto las AAI indican que:

- La medición se realizará durante ocho horas, repartida en tres medidas como mínimo, de una duración mínima de una hora cada una, con objeto de que la medición total sea igual o superior a tres horas, debiendo estar, a efectos de las mediciones, los grupos de generación eléctrica por encima del 70% de la carga base disponible. Las medidas se repartirán uniformemente a lo largo del citado periodo de ocho horas.
- Las mediciones discontinuas deberán realizarse con periodicidad semestral.
- Dentro de las condiciones técnicas de funcionamiento que deben cumplir las unidades generadoras:
 - La Central debe disponer de un Protocolo de Actuación frente a Situaciones de Contaminación por dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y material particulado PM₁₀ que permita afrontar las situaciones de contaminación causadas por la instalación en su área de influencia. Dicho Protocolo debe contar con la conformidad previa de la Consejería competente en materia de medio ambiente.
 - Se debe disponer de un Sistema Centralizado de Distribución de Cargas entre los distintos grupos generadores instalados en la Central Térmica, de manera que se procure alcanzar una configuración óptima en el despacho de cargas, que permita minimizar las emisiones contaminantes totales de la Central.

También, en todas las autorizaciones ambientales integradas, normalmente en el Capítulo 4 (Puesta en funcionamiento, vigilancia y control), se especifican las medidas que se deben cumplir en los dos campos relacionados con la contaminación atmosférica: control de emisiones y control de la calidad del aire ambiente en la zona de influencia de la instalación. Encada una de ellas se indica principalmente:

1. Control de emisiones:

- Los datos de emisión de contaminantes deberán estar expresados en mg/m³ sobre gas seco y referidos a un contenido del 15% de O₂, salvo para los grupos de vapor, en los que se referirán al 3% de O₂, a efectos de posibilitar su comparación con los valores límites de emisión contenidos en la autorización.

4. El SEP de Gran Canaria

- Los resultados se expresarán adicionalmente en las condiciones reales en las que se realizaron las medidas.
 - La instalación deberá disponer además de un registro documental de las distintas partidas de combustible utilizadas en los diferentes grupos de generación eléctrica de la Central, en el que consten las especificaciones técnicas de las mismas, con indicación expresa del contenido en azufre.
2. Control de la calidad del aire ambiente en la zona de influencia de la instalación:
- La instalación debe disponer de una red de vigilancia de la calidad del aire en su entorno, compuesta, al menos, de tres estaciones, cuyo emplazamiento concreto disponga de la conformidad previa de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial.
 - Todas las estaciones de la red de vigilancia de calidad del aire deberán tener instalados y plenamente operativos, conforme a la normativa vigente en la materia, los dispositivos necesarios para la medición en continuo de los siguientes parámetros: dióxido de azufre (SO₂), dióxido de nitrógeno (NO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), partículas PM₁₀, partículas PM_{2.5}, ozono (O₃) y monóxido de carbono (CO).
 - Con periodicidad anual, una entidad colaboradora en materia de contaminación ambiental, acreditada a tal fin, deberá realizar la acreditación de lo recogido en este apartado relativo al control de la calidad del aire ambiente, así como, con carácter trienal, la homologación y calibración de los equipos de medida y control, conforme a la normativa aplicable. En el primer trimestre de cada año, el titular de la actividad deberá presentar, a la Consejería competente en materia de medio ambiente, el informe correspondiente a las actividades realizadas el año anterior.

Autorización Ambiental Integrada de la Central Térmica de Jinámar, municipio de Las Palmas de Gran Canaria (Gran Canaria).

Aunque en la AAI en vigor se indica que en la Central Térmica Jinámar existen 13 grupos generadores de energía eléctrica cuyas emisiones a la atmósfera se encuentran canalizadas mediante 11 focos, en la actualidad sólo existen 10 grupos generadores y 9 focos emisores, ya que en septiembre del año 2010 se comunicó oficialmente el final de la vida útil de los grupos Vapor 2 y Vapor 3, y en diciembre del año 2012 la del Vapor 1, en cumplimiento de las directrices del R.D. 430/2004 (apartado 4 del artículo 5) por tratarse de instalaciones no acogidas al Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión (*Orden PRE/77/2008, de 17 de enero* [30]).

En el apartado 3.1.2 de dicha AAI se establecen los valores límite de emisión de contaminantes a la atmósfera para estos focos de emisión canalizados, que se muestran en la Tabla 4.15.

Autorización Ambiental Integrada de la Central Térmica de Barranco de Tirajana, municipio de San Bartolomé de Tirajana (Gran Canaria).

La AAI en vigor contempla la inclusión de un tercer ciclo combinado que en la realidad, a día de hoy no se ha instalado ni está en proceso de instalación, por lo que, aunque en ella se haga referencia a la existencia de 16 focos de emisión de contaminantes, en realidad sólo existen 12 focos, correspondientes a 10 grupos generadores de energía eléctrica. En el apartado 3.1.2 de dicha AAI se establecen los valores límite de emisión de contaminantes a la atmósfera a estos focos de emisión canalizados que, en la actualidad, se muestran en la Tabla 4.16.

4.4.2. Reglamentación sobre la calidad del aire y reducción de emisiones

La calidad del aire viene determinada por la presencia en la atmósfera de contaminantes atmosféricos, que pueden ser material particulado o contaminantes gaseosos como el dióxido de nitrógeno (NO₂), dióxido de azufre (SO₂) y ozono troposférico (O₃).

La normativa vigente en materia de calidad del aire establece unos niveles de contaminantes en la atmósfera que no deben sobrepasarse en aras de la protección de la salud y de los ecosistemas.

En la actualidad, las redes de calidad de aire ambiente de España, gestionadas por las comunidades autónomas, y en algunos casos, por las entidades locales, cuentan con más de 600 estaciones de medición fijas, distribuidas por toda la geografía española. El número de analizadores supera la cifra de 4.000. Además, la evaluación de la calidad del aire mediante estas estaciones fijas están apoyadas por modelos de simulación de calidad del aire cada vez más desarrollados.

Tabla 4.15. Central Térmica de Jinámar: valores límite de emisión de contaminantes a la atmósfera para los focos de emisión canalizados.

FOCOS	GRUPOS	Contaminante	Valores límite de emisión (mg/Nm ³ sobre gas seco) ⁽¹⁾
3	Vapor 4	Partículas	50
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	450
		Dióxido de azufre	1.245
4	Vapor 5	Partículas	50
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	450
		Dióxido de azufre	1.245
5	Diesel 1	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	2.000
		Dióxido de azufre	60
6	Diesel 2	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	2.000
		Dióxido de azufre	60
7	Diesel 3	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	2.000
		Dióxido de azufre	60
8	Diesel 4 Y Diesel 5	Partículas	40
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	2.300
		Dióxido de azufre	450
9	Gas 1	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
10	Gas 2	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
11	Gas 3	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60

⁽¹⁾ Con un contenido del 15 % de O₂, excepto en los grupos de vapor que será del 3%

⁽²⁾ Expresados como NO₂

4. El SEP de Gran Canaria

Tabla 4.16. Central Térmica de Barranco de Tirajana: valores límite de emisión de contaminantes a la atmósfera para los focos de emisión canalizados.

FOCOS	GRUPOS	Contaminante	Valores límite de emisión (mg/Nm3 sobre gas seco) ⁽¹⁾
1	Vapor 1	Partículas	50
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	450
		Dióxido de azufre	400
2	Vapor 2	Partículas	50
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	450
		Dióxido de azufre	400
3	Gas 1	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
4	Gas 2	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
5	Gas 3 (CC1)	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
6	Gas 4 (CC1)	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
7	Caldera recuperación Gas 3 (CC1)	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
8	Caldera recuperación Gas 4 (CC1)	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
9	Gas 5 (CC2)	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
10	Gas 6 (CC2)	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
11	Caldera recuperación Gas 5 (CC2)	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60
12	Caldera recuperación Gas 6 (CC2)	Partículas	20
		Óxidos de nitrógeno ⁽²⁾	120
		Dióxido de azufre	60

⁽¹⁾ Con un contenido del 15 % de O₂, excepto en los grupos de vapor que será del 3%

⁽²⁾ Expresados como NO₂

En función del resultado de la evaluación hay que tomar una serie de medidas para gestionar la calidad del aire, siempre con el fin de mejorarla o mantenerla donde sea óptima. En las zonas en las que se producen superaciones de los valores límite u objetivo, se han de elaborar planes de mejora de la calidad del aire. En ellos se adoptan una serie de medidas encaminadas a lograr unos niveles de contaminantes por debajo de los objetivos legislados.

La Ley 34/2007, de 15 de noviembre [31], limita su actuación a los contaminantes que especifica en su Anexo I, entre los que están los ya mencionados en la combustión de combustibles fósiles:

- Óxidos de azufre y otros compuestos de azufre.
- Óxidos de nitrógeno y otros compuestos de nitrógeno.
- Óxidos de carbono.

- Material particulado (incluidos PM₁₀ y PM_{2,5}).

También establece un catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera en el que se recogen todas aquellas fuentes cuyas emisiones antropogénicas son estimadas para elaborar el inventario español de emisiones a la atmósfera. A este respecto, esta ley, en su “Anexo IV Catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera” ya clasifica todos los tipos de grupos de generación con combustibles fósiles dentro de la actividad:

01 Combustión en la producción y transformación de energía.

de entre las 10 actividades diferentes que se indican. Así mismo, esta ley clasifica las categorías de actividades que deben someterse a un régimen de intervención administrativa de las comunidades autónomas en los términos que éstas determinen en tres grupos principales (Grupo A, B y C), de forma que el potencial contaminante de las distintas actividades se distribuye de mayor a menor en función del grupo en el que se encuentren incluidas. Así, las actividades del Grupo A serán aquellas que generan un mayor impacto sobre el ambiente atmosférico, mientras que las actividades del Grupo B son aquellas que disponen de emisiones con un menor potencial contaminante, aunque su contribución a la contaminación atmosférica continúa siendo relevante. Por otro lado, las actividades incluidas en el Grupo C se corresponderán con aquellas que, aun teniendo focos de emisión de contaminantes a la atmósfera, no generan una emisión de contaminantes tan relevante como las que se engloban en los grupos anteriores.

Estos grupos se recogen también en el mismo Anexo IV, donde clasifica a los grupos de generación que utilizan combustibles fósiles dentro de los denominados Grupo A y Grupo B como sigue:

1. Categorías del catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera incluidas en el grupo A”
 - 1.1 Energía
 - 1.1.1 Centrales térmicas convencionales de potencia superior a 50 MWt
2. Categorías del catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera incluidas en el grupo B”
 - 2.1 Energía
 - 2.1.1 Centrales térmicas convencionales de potencia inferior a 50 MWt

Como se puede observar, nuestra legislación pone en primer punto de mira a la contaminación atmosférica producida por los grupos de generación que usan combustibles fósiles, denominados grupos térmicos convencionales, donde se enmarcan las plantas de combustión con calderas, turbinas de gas y motores estacionarios.

El *Real Decreto 100/2011, de 28 de enero* [32], actualiza el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera incluido en el anexo IV de la Ley 34/2007. Esta actualización del catálogo, modifica la anterior división en dos partes, unificando ambas en una única relación de actividades basada en la sistematización SNAP-97, desarrollada por la Agencia Europea del Medio Ambiente, empleada a nivel europeo en el programa CORINAIR y base de la elaboración de los inventarios españoles de emisiones. Esta clasificación se ha desarrollado en un nivel adicional que permite considerar, tanto nuevas actividades, como posibilitar la desagregación de las mismas en función de su potencia o capacidad, permitiendo así su asignación a los diferentes grupos en función de su potencial contaminador. Así, las instalaciones de producción de energía eléctrica aparecen de la manera que se muestra en la Tabla 4.17.

En cuanto a la asignación de actividades a grupos A, B o C este real decreto especifica que las comunidades autónomas podrán establecer criterios de cambio a grupos más restrictivos para las actividades potencialmente contaminadoras en los planes de mejora de la calidad del aire.

4. El SEP de Gran Canaria

Tabla 4.17. Catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera: instalaciones de producción de energía eléctrica.

ACTIVIDAD	GRUPO	CÓDIGO
COMBUSTIÓN EN EL SECTOR DE PRODUCCIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA		01
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA SU DISTRIBUCIÓN POR LA RED PÚBLICA		01 01
Calderas de P.t.n. ≥ 300 MWt	A	01 01 01 00
a.c.a., de P.t.n. < 300 MWt ≥ 50 MWt	A	01 01 02 00
a.c.a., de P.t.n. < 50 MWt > 20 MWt	B	01 01 03 01
a.c.a., de P.t.n. ≤ 20 MWt $> 2,3$ MWt	B	01 01 03 02
a.c.a., de P.t.n. $\leq 2,3$ MWt ≥ 70 kWt	C	01 01 03 03
a.c.a., de P.t.n. < 70 kWt	-	01 01 03 04
Turbinas de gas de P.t.n. ≥ 50 MWt	A	01 01 04 01
a.c.a., de P.t.n. < 50 MWt > 20 MWt	B	01 01 04 02
a.c.a., de P.t.n. ≤ 20 MWt $> 2,3$ MWt	B	01 01 04 03
a.c.a., de P.t.n. $\leq 2,3$ MWt ≥ 70 kWt	C	01 01 04 04
a.c.a., de P.t.n. < 70 kWt	-	01 01 04 05
Motores de combustión interna de P.t.n. > 20 MWt	A	01 01 05 01
a.c.a., de P.t.n. ≤ 20 MWt > 5 MWt	B	01 01 05 02
a.c.a., de P.t.n. ≤ 5 MWt ≥ 1 MWt	C	01 01 05 03
a.c.a., de P.t.n. < 1 MWt	-	01 01 05 04

El *Real Decreto 102/2011, de 28 de enero* [23], para cada uno de los contaminantes, establece objetivos de calidad del aire que han de alcanzarse, mediante una planificación y una toma de medidas adecuada, en las fechas que se fijan con la determinación de los correspondientes valores límite u objetivo. Igualmente fija los métodos y criterios comunes para realizar la evaluación de la calidad del aire que, dependiendo de los niveles de los contaminantes, deberá realizarse mediante mediciones, una combinación de mediciones y modelización o solamente modelización y, en función de los resultados obtenidos en esta evaluación, fija los criterios de gestión para lograr el mantenimiento de la calidad del aire o su mejora cuando sea precisa, conforme a los planes de actuación que al respecto se adopten, incluyendo, asimismo, las medidas más severas previstas para los episodios en que puedan ser superados los umbrales de alerta o información fijados.

En el Anexo 1 se recogen los objetivos de calidad del aire para los distintos contaminantes. No se entrará en detalle en estos valores porque no intervienen en la programación de unidades generadoras, ya que no supone límites en las emisiones sino en las mediciones que se realizan en las cabinas de inmisión que forman la red de calidad del aire instaladas en el territorio cerca de los focos de emisión.

El Artículo 14 de este Real Decreto 102/2011 establece que en las zonas y aglomeraciones en que los niveles de uno o más de los contaminantes regulados superen los valores legales las administraciones competentes adoptarán planes de actuación para reducir los niveles y cumplir así dichos valores en los plazos fijados. En este sentido, muchas comunidades autónomas y entidades locales han aprobado los correspondientes planes de actuación. Además, la Administración General del Estado debe elaborar planes nacionales de mejora de la calidad del aire para aquellos contaminantes respecto de los que se observen comportamientos similares en cuanto a fuentes, dispersión y niveles en varias zonas o aglomeraciones.

La *Resolución de 30 de abril de 2013* [33], aprueba el denominado “Plan Nacional de Calidad del Aire y Protección de la Atmósfera 2013-2016” (Plan AIRE) [34], el cual establece un marco de referencia para la mejora de la calidad del aire en España; por una parte, mediante una serie de medidas concretas y, por otra, mediante la coordinación con otros planes sectoriales, y en especial con los planes de calidad del aire que puedan adoptar las comunidades autónomas y las entidades locales en el marco de sus competencias.

Para llevar a cabo la evaluación de la calidad del aire, las comunidades autónomas dividen todo su territorio en zonas y aglomeraciones, basándose en criterios de homogeneidad en cuanto a emisión y concentración de contaminantes. La zonificación del territorio español depende del contaminante; por ello, no existe un mapa de zonificación general.

En cada una de estas zonas se lleva a cabo la evaluación y la gestión de la calidad del aire, ubicando en ellas un número de estaciones de medida, que varía en función de los niveles existentes, del tipo de zona y de la población de la misma. En dichas estaciones se controlan los parámetros exigidos por el Real Decreto 102/2011, cuyos valores límite, objetivo y umbrales de alerta se muestran en el mismo.

En los datos publicados en el Plan AIRE, se muestran los parámetros analizados por las redes de control, resaltando aquellos que han presentado repetidamente valores superiores a los establecidos legalmente. Se observa que los parámetros en los que este Plan debe focalizar su atención para mejorar la calidad del aire son:

- dióxido de azufre (SO₂)
- dióxido de nitrógeno (NO₂)
- partículas (PM₁₀)

En cuanto al tipo de área y el tipo de estación que supera el valor legal de los diferentes contaminantes se observa que:

- a) Para el SO₂ la mayoría de las estaciones son de tipo industrial (88%) y de ellas, la mayoría están situadas en áreas rurales (50%) y los sectores que más SO₂ emiten son, con diferencia, el de producción de energía y fuentes de combustión de la industria. Asimismo, las principales fuentes de emisión que afectan a las estaciones son la producción de energía (37%) y el tráfico por carretera (23%).
- b) Para el NO_x la mayoría de las estaciones que superan el valor son de tráfico (70%) y se sitúan en áreas urbanas (88%). Las principales fuentes de emisión de NO_x son las relacionadas con la combustión, destacando claramente el transporte. Las emisiones de NO_x en industria son importantes, pero dada su ubicación (normalmente lejos de núcleos urbanos) y sus condiciones de emisión (chimeneas de altura considerable), no suelen generar superaciones de niveles de NO_x. Los principales motivos de superaciones de los valores límite de NO₂ han sido el tráfico intenso (63%) y la proximidad a una carretera (29%), lo que supone que un total de 92% de las superaciones se adjudican al tráfico.
- c) En el caso de las partículas (PM₁₀) hay superaciones en todo tipo de estaciones: industriales (41%), de tráfico (35%) y de fondo (24%). Los grupos más relevantes identificados son el transporte por carretera, la combustión no industrial (sectores residenciales y comerciales) con clara influencia local, así como energía, agricultura y procesos industriales. Las fuentes naturales (35%), el tráfico rodado, los procesos industriales y la combustión residencial son los motivos principales de superación de PM₁₀.

4.4.2.1. Reglamentación sobre la calidad del aire y reducción de emisiones específica para grandes instalaciones de combustión

El documento base de referencia sobre la calidad del aire y la reducción de emisiones es el *Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo* [28], el cual establece en su Artículo 1 que el objeto principal de este real decreto es regular las emisiones a la atmósfera de dióxido de azufre, de óxidos de nitrógeno y de partículas procedentes de grandes instalaciones de combustión destinadas a la producción de energía.

En el Artículo 2 especifica o define como grandes instalaciones de combustión aquellas cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50 MW, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilice (sólido, líquido o gaseoso). También añade a esta definición en su Artículo 3 que cuando dos o más instalaciones

4. El SEP de Gran Canaria

independientes estén instaladas de manera que sus gases residuales se expulsan por una misma chimenea, la combinación resultante de tales instalaciones se considerará como una única unidad.

En los anexos del III al VII se establecen los valores límites de emisión expresados en mg/Nm³ para los diferentes contaminantes atmosféricos de los que se tratan en este real decreto y para los distintos tipos de combustibles (sólidos, líquidos y gaseosos). No se entrará en detalle con estos valores porque los que deben cumplirse, como ya se ha visto en la reglamentación sobre la prevención y control de la contaminación, son los especificados en las AAI's correspondientes. Sólo especificar que para los combustibles líquidos, que son los únicos que se utilizan en Canarias, estos valores están siempre referenciados a un contenido de O₂ del 3%, excepto en el caso de las turbinas de gas en los que se utiliza el 15%.

En el Anexo VIII se indica el método de medición de las emisiones de las instalaciones de combustión estableciendo que desde la entrada en vigor de este real decreto:

- a) Las concentraciones de SO₂, partículas y NO_x de los gases residuales de cada instalación de combustión se medirán de forma continua en el caso de instalaciones con una potencia térmica nominal igual o superior a 100 MW.
- b) No obstante lo dispuesto en el párrafo a) anterior, no será necesaria la medición continua en los siguientes casos:
 - Para las instalaciones de combustión con un período de vida inferior a 10.000 horas de actividad.
 - Para el SO₂ procedente de turbinas de gas o calderas de gasóleo con un contenido de azufre conocido, en los casos en que no se disponga de equipo de desulfuración.
- c) Cuando no sean necesarias las mediciones continuas, se exigirán mediciones discontinuas al menos cada seis meses.

En la Tabla 4.18, se puede observar que todas las instalaciones del sistema eléctrico aislado de Gran Canaria, objeto del estudio de esta Tesis, excepto los grupos Diésel 1, Diésel 2 y Diésel 3, tienen una potencia térmica nominal superior a los 50 MW, por lo que entran dentro de la reglamentación específica para este tipo de instalaciones. Por otro lado, todas las instalaciones del sistema eléctrico Gran Canaria ya estaban en funcionamiento antes de la entrada en vigor de este Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, excepto la turbina de vapor del Ciclo Combinado 1 y todos los componentes del Ciclo Combinado 2. No obstante, hay que tener en cuenta que puesto que sólo utilizan combustible las turbinas de los ciclos combinados y no la parte de las turbinas de vapor, sólo se considera posterior a la entrada en vigor de este real decreto el Ciclo Combinado 2 de Barranco de Tirajana.

Hay que tener en cuenta también que los grupos Diésel 4 y 5 de la C.T. Jinámar tienen una chimenea común de evacuación de gases, por lo que su potencia térmica debe sumarse a los efectos de su consideración como foco único, por lo que también pasa a ser un foco con una potencia térmica de más de 100 MW. Es por ello que todos los grupos del sistema eléctrico de Gran Canaria tienen medición en continuo, exceptuando las turbinas de gas y los Diésel 1, 2 y 3.

La *Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo* [29], de acuerdo con el Real Decreto 430/2004, se creó para regular los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x y partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión, así como del control de los aparatos de medida y del tratamiento y remisión de la información relativa a dichas emisiones.

En el Anexo II de dicha orden se especifica cómo deben realizarse las mediciones de los contaminantes atmosféricos en las grandes instalaciones de combustión que generen energía eléctrica que deban medir en continuo. En particular, en el epígrafe 8 del Apartado A del Anexo II se indica que la concentración media diaria (CD), en mg/Nm³, es la media aritmética de las concentraciones horarias medidas en el foco durante el día, expresadas en las condiciones normales de temperatura y presión de los gases (760 mm Hg o 101,3

kPa de presión y 0° C o 273 K de temperatura) y siendo referidas a las condiciones de humedad y exceso de oxígeno previstas en el Real Decreto 430/2004.

Tabla 4.18. SEP de Gran Canaria: potencias térmicas.

Central	Grupo	Tipo	Fecha 1ª conexión a red	Potencia Instalada (MW)	
				Eléctrica	Térmica
Jinámar	Vapor 4	Vapor Fuel	1-ago-1982	60,00	188,74
Jinámar	Vapor 5	Vapor Fuel	5-dic-1984	60,00	188,74
Jinámar	Diesel 1	Motor Diesel	31-ene-1974	12,00	35,53
Jinámar	Diesel 2	Motor Diesel	27-ago-1973	12,00	35,53
Jinámar	Diesel 3	Motor Diesel	15-feb-1973	12,00	35,53
Jinámar	Diesel 4	Motor Diesel	7-jun-1990	24,00	54,95
Jinámar	Diesel 5	Motor Diesel	8-ago-1990	24,00	54,95
Jinámar	Gas 1	Turbina Gas	21-abr-1981	23,45	104,13
Jinámar	Gas 2	Turbina Gas	26-ene-1989	37,50	131,40
Jinámar	Gas 3	Turbina Gas	24-abr-1989	37,50	131,40
Bco. Tirajana	Vapor 1	Vapor Fuel	16-dic-1995	80,00	212,63
Bco. Tirajana	Vapor 2	Vapor Fuel	5-jun-1996	80,00	212,63
Bco. Tirajana	Gas 1	Turbina Gas	16-jun-1992	37,50	131,40
Bco. Tirajana	Gas 2	Turbina Gas	11-may-1995	37,50	131,40
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	Turbina Gas Ciclo Combinado	19-jul-2003	75,50	239,57
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	Turbina Gas Ciclo Combinado	21-ago-2003	75,50	239,57
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 1	Funcionamiento 1TG+1TV	22-nov-2004	113,10	242,88
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 1	Funcionamiento 2TG+1TV	22-nov-2004	226,10	486,03
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	21-ago-2006	76,70	241,67
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	Turbina Gas heavy duty > 50 MW	27-nov-2006	76,70	241,67
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 2	Funcionamiento 1TG+1TV	24-jun-2008	118,00	253,38
Bco. Tirajana	Ciclo Combinado 2	Funcionamiento 2TG+1TV	24-jun-2008	235,90	507,52

En el caso de que las emisiones se midan sobre base húmeda es necesario pasarlas a base seca y con respecto a un % O₂ determinado para cada tipo de combustible según indica el Real Decreto 430/2004, por lo que, la presente orden, en su apartado 8.2, indica la forma de cómo pasar a estas condiciones:

- Relación entre concentración horaria sobre condiciones reales de humedad ($C_H^{H^*}$) y concentración horaria sobre gas seco ($C_H^{S^*}$):

$$\frac{C_H^{S^*}}{C_H^{H^*}} = \frac{1}{1 - h_H} \quad (4.19)$$

siendo h_H la humedad absoluta media horaria de las emisiones en el punto de medida del contaminante, expresado en tanto por uno.

- Relación entre concentración horaria sobre condiciones reales de exceso de oxígeno en base seca ($C_H^{S^*}$) y la concentración horaria sobre condiciones normales de exceso de oxígeno en base seca (C_H^S):

$$\frac{C_H^S}{C_H^{S^*}} = \frac{20,9 - \%X}{20,9 - \frac{r_H}{1 - h_H}} \quad (4.20)$$

siendo r_H el porcentaje medio y horario de exceso de oxígeno sobre base húmeda en las emisiones en el punto de medida del contaminante, expresado en tanto por ciento, y %X el porcentaje de oxígeno de referencia sobre seco a utilizar según el Real Decreto 430/2004, expresado en tanto por

4. El SEP de Gran Canaria

ciento (3% para combustible líquidos y gaseosos, 6% para combustibles sólidos y 15% en el caso de turbinas de gas).

En el epígrafe 9 del Apartado A del Anexo II, del citado Real Decreto 430/2004, se indica cómo obtener la cantidad total de contaminante emitido diariamente, t_D , en t, mediante la fórmula:

$$t_D = \frac{C_D}{10^6} V_D \quad (4.21)$$

Es decir, la cantidad total de contaminante emitido diariamente es el resultado de multiplicar la concentración media diaria (C_D), en mg/Nm³ (epígrafe 8 del apartado A del Anexo II), por el volumen de gases de emisión, V_D , en 10³Nm³, referido a las mismas condiciones de humedad de gas y exceso de oxígeno que C_D (ver epígrafe 21 del apartado A del citado Anexo II).

Si para la determinación diaria del volumen de gases de emisión la instalación no dispone del equipamiento necesario para la medida continua del caudal de emisiones, la emisión diaria se calcula de la forma siguiente:

$$t_D = \frac{C_D}{10^6} V_G M_D \quad (4.22)$$

siendo M_D la cantidad de combustible consumido en el día, en t, y V_G el volumen diario de gases de emisión referido a las mismas condiciones de humedad de gas y exceso de oxígeno que C_D por cada kg de combustible (en Nm³/kg). Dicho volumen se calculará a partir del análisis del combustible según las fórmulas del apartado B de dicho Anexo II:

- a) Si C_D está referido a base seca y oxígeno de referencia %X:

$$V_G = V_{ES} \cdot \frac{20,9}{20,9 - \%X} \quad (4.23)$$

- b) Si C_D está referido a base húmeda y a un exceso de oxígeno real %O_{2D}:

$$V_G = V_{EH} \cdot \frac{20,9}{20,9 - \%O_{2D}} \cdot \frac{1}{1 - h_D} \quad (4.24)$$

donde:

V_{EH} es el volumen estequiométrico de gases húmedos (Nm³/kg combustible), que se calcula como sigue:

$$V_{EH} = 0,314396(\%H) + 0,088931(\%C) + 0,033172(\%S) \\ + 0,007997(\%N) - 0,026424(\%O) \\ + 0,012113(\%H_2O) \quad (4.25)$$

V_{ES} es el volumen estequiométrico de gases secos (Nm³/kg combustible), que se calcula como sigue:

$$V_{EH} = 0,209723(\%H) + 0,088931(\%C) + 0,033172(\%S) \\ + 0,007997(\%N) - 0,026424(\%O) \quad (4.26)$$

h_D es la humedad media de los gases en tanto por uno), que se calcula como sigue:

$$h_D = 1 - \frac{1}{20,92} \left(\frac{V_{ES}}{V_{EH}} [20,9 (1 - h_A) - \%O_{2D}] + \%O_{2D} \right) \quad (4.27)$$

h_A es la humedad absoluta del aire (Moles de H₂O / Moles de aire seco) en tanto por uno.

$\%O_{2D}$ es el porcentaje de oxígeno medio diario en el punto de medida del contaminante.

$\%H$, $\%C$, $\%S$, $\%N$, $\%O$, $\%H_2O$ son los porcentajes, en peso, sobre bruto, de la composición del combustible consumido.

Además, en el epígrafe 2 del citado Apartado B del Anexo II, se especifica que las concentraciones de contaminantes y resto de parámetros representativos (caudal, O₂, etc.) de las emisiones producidas por el foco deben medirse en los llamados períodos PAI, que se corresponden con el número de períodos horarios naturales de un día en los que cualquiera de los grupos termoelectrónicos que forman parte del foco en cuestión esté en funcionamiento con una potencia eléctrica igual o superior al mínimo técnico con el combustible principal.

Y en el epígrafe 1, se define como foco emisor cada una de las chimeneas, tanto los conductos de evacuación con obra civil individualizada, como las agrupaciones físicas bajo una misma estructura exterior, que existan en el conjunto de la central termoelectrónica. Cada foco emisor será una gran instalación de combustión, de la que se considerará que forman parte aquellos grupos que viertan sus gases a la misma chimenea, si el total de la potencia térmica nominal de dichos grupos es igual o superior a 50 MW térmicos, aun cuando, individualmente, alguno de ellos tenga una potencia térmica nominal inferior a 50 MW. Si dos o más grupos térmicos de combustión que vierten sus gases en la misma chimenea tuvieran medidores de contaminantes independientes en sus respectivos conductos de humos, se daría un resultado único de concentración por foco, ponderando los resultados de las mediciones con los caudales de los gases respectivos de cada grupo térmico.

4.4.2.2. Reglamentación sobre la calidad del aire y reducción de emisiones, específica para Canarias

En cumplimiento con la normativa vigente y en virtud de las competencias atribuidas, la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial de la Comunidad Autónoma de Canarias, a los efectos de la evaluación de la calidad del aire del territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias, publica la *Orden de 1 de febrero de 2008, de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial* [35], mediante la que se aprueba la zonificación para la evaluación de la calidad del aire, teniendo en cuenta las características climatológicas y orográficas del archipiélago, las fuentes de emisión más significativas (naturales y antropogénicas) y los datos disponibles de la actual red de medición de la calidad del aire.

Según esta zonificación la isla de Gran Canaria se divide en tres zonas, encontrándose las zonas de influencia de las centrales térmicas de Jinámar y Barranco de Tirajana en la Zona ES0503 (Zona Sur de Gran Canaria, que incluye los siguientes municipios de la isla de Gran Canaria: Agüimes, Ingenio, Mogán, San Bartolomé Tirajana, La Aldea de San Nicolás, Santa Lucía de Tirajana, Telde y Valsequillo).

Por medio de la *Orden de 17 de diciembre de 2008, de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial* [36], se aprueba el Plan de Actuación de Calidad del Aire de la Comunidad Autónoma de Canarias [37], donde se da un listado de las estaciones de inmisión situadas en Gran Canaria y se hace una evaluación de la calidad del aire ambiente en función de los cuestionarios utilizados para presentar la información anual de los años 2004, 2005 y 2006 con el fin de determinar la obligatoriedad de disponer de planes de acción de carácter preventivo o planes de actuación para las distintas zonas.

Con respecto a las estaciones que están relacionadas con las centrales térmicas objeto de este trabajo, el Plan de Actuación de Calidad del Aire de la Comunidad Autónoma de Canarias, indica que es necesario un plan de actuación en la siguiente zona:

4. El SEP de Gran Canaria

- Zona ES0502 correspondiente a la Zona Centro de la isla de Gran Canaria, al superarse los valores límites en la estación del Colegio Público Pedro Lezcano, en el barrio de Jinámar (zona de influencia de la C.T. Jinámar), en material particulado PM₁₀, en el año 2006.

En dicho plan de actuación se detallan una serie de medidas a llevar a cabo para cada caso, y en el apartado III.10.2.- CALENDARIO DE APLICACIÓN, para el caso de la Central Térmica de Jinámar, Gran Canaria, se indican que las medidas a aplicar sobre dicha central irán recogidas en la autorización ambiental integrada de la citada instalación al considerarse la vía idónea a tales efectos, siendo efectiva a partir del año 2008.

Hay que tener en cuenta que la relación entre la calidad del aire en un momento determinado y la cantidad de contaminante emitido, no es una relación proporcional, sino que requiere un complejo sistema de análisis. Este análisis de la calidad del aire se realiza de forma continua en las redes de vigilancia.

La vigilancia de la calidad del aire se realiza midiendo los niveles de inmisión. Es decir, la concentración media de los diferentes contaminantes atmosféricos presentes en el aire ambiente durante un tiempo determinado, y reflejan la calidad del aire que respira la población.

En la Comunidad Autónoma de Canarias los niveles de inmisión son controlados por la Red de Vigilancia y Control de la Contaminación Atmosférica en Canarias (RVCCAC). Esta red está constituida por todas las estaciones de medida que determinan las concentraciones de los principales contaminantes de cada zona. Las estaciones se distribuyen en función de los diferentes factores que influyen en las concentraciones de los contaminantes que recibe la población.

En Canarias, la contaminación atmosférica deriva de la combustión de elementos fósiles, tanto la originada por los vehículos como por los procesos industriales de obtención de energía, potabilización de agua de mar y fraccionamiento y separación de productos derivados del petróleo.

Actualmente, según la página web del Gobierno de Canarias:

<http://www3.gobiernodecanarias.org/sanidad/scs/contenidoGenerico.jsp?idDocument=762a1a3c-1f57-11de-8271-5502f4cd9ca9&idCarpeta=17df8cd0-a9a4-11dd-b574-dd4e320f085c#3>

operan en Canarias tres redes de inmisión (ver Tabla 4.19), de las cuales 2 son privadas y están asociadas a fuentes de emisión, por lo que su principal cometido es el de verificar cómo las emisiones van diluyéndose y extendiéndose por las zonas colindantes. La otra es de titularidad pública y pertenece a la Viceconsejería de Medio Ambiente.

Tabla 4.19. Redes de emisión que operan en Canarias y número de estaciones de medida que poseen.

RED	Nº DE ESTACIONES
ENDESA	28
CEPSA	5
MEDIO AMBIENTE	20
TOTAL	53

La evaluación de la calidad del aire exigida por la normativa se aplica en zonas definidas en función de diversas características, como son la población y ecosistemas existentes, las diferentes fuentes de emisión, características climatológicas y topográficas, etc. En la Tabla 4.20 se pueden ver las estaciones que existen actualmente en Gran Canaria en función de la zonificación que se indica en la Orden de 1 de febrero de 2008.

Tabla 4.20. Estaciones de medida, por zonas, que existen actualmente en Gran Canaria.

ZONAS	ESTACIONES	RED
Aglomeración de Las Palmas de Gran Canaria	Jinámar fase 3	ENDESA
	Mercado Central	MEDIO AMBIENTE
	Parque Las Rehojas - Las Palmas de Gran Canaria	MEDIO AMBIENTE
Zona Norte de Gran Canaria	Polideportivo Afonso - Arucas	MEDIO AMBIENTE
Zona Sur de Gran Canaria	Agüimes	ENDESA
	Arinaga	ENDESA
	Castillo del Romeral	ENDESA
	Pedro Lezcano	ENDESA
	Playa del Inglés	ENDESA
	San Agustín	ENDESA
	Camping Temisas - Sta. Lucía de T.	ENDESA
	La Loma - Telde	ENDESA
	Parque de San Juan - Telde	MEDIO AMBIENTE

La Comunidad Autónoma de Canarias también tiene atribuidas las competencias relativas a la gestión y evaluación de la calidad del aire ambiente en el ámbito territorial del Archipiélago Canario. Las principales medidas desarrolladas por el Gobierno de Canarias para prevenir los potenciales riesgos de superación de los valores límite de contaminantes atmosféricos o de los umbrales de alerta son: la elaboración del Plan de Actuación de Calidad del Aire de la Comunidad Autónoma de Canarias y la creación del Centro de Evaluación y Gestión de la Calidad del Aire (CEGCA).

Para evaluar si en una determinada estación y para cada uno de los distintos contaminantes la calidad del aire es buena o no se utiliza el Índice de Calidad del Aire (ICA), el cual se calcula a partir de los datos de los distintos contaminantes recogidos en las estaciones de medida de la Red de Control y Vigilancia de la Calidad del Aire de Canarias. Para calcular el ICA se tiene en cuenta el último dato horario de cada contaminante en cada estación y se definen las siguientes categorías de clasificación para definir la calidad del aire para el contaminante que se trate en la estación que se considere:

- **Buena:** Concentración del contaminante por debajo del 50% del valor límite establecido.
- **Regular:** Concentración del contaminante entre el 50-100% del valor límite.
- **Mala:** Concentración del contaminante por encima del valor límite.

En el caso de las partículas en suspensión PM₁₀, al no existir un valor límite horario se han considerado las siguientes concentraciones, basadas en el valor límite diario.

- **Buena:** Concentración del contaminante por debajo de 50 µg/m³.
- **Regular:** Concentración del contaminante entre 50 y 90 µg/m³.
- **Mala:** Concentración del contaminante mayor de 90 µg/m³.

4.4.3. Reglamentación sobre el cambio climático

El estudio del clima es un campo de investigación complejo y en rápida evolución, debido a la gran cantidad de factores que intervienen. El clima de la Tierra nunca ha sido estático. Como consecuencia de alteraciones en el balance energético, está sometido a variaciones en todas las escalas temporales, desde decenios a miles y millones de años. Entre las variaciones climáticas más destacables que se han producido a lo largo de la historia de la Tierra, figura el ciclo de unos 100.000 años, de períodos glaciares, seguido de períodos interglaciares.

Se llama cambio climático a la variación global del clima de la Tierra. Es debido a causas naturales y también a la acción del hombre y se producen a muy diversas escalas de tiempo y sobre todos los parámetros climáticos: temperatura, precipitaciones, nubosidad, etc. El término “efecto de invernadero” se

4. El SEP de Gran Canaria

refiere a la retención del calor del Sol en la atmósfera de la Tierra, por una capa de gases en la atmósfera. Sin estos gases, la vida tal como la conocemos no sería posible, ya que el planeta sería demasiado frío. Entre estos gases se encuentran el dióxido de carbono, el óxido nitroso y el metano, que son liberados por la industria, la agricultura y la combustión de combustibles fósiles. El mundo industrializado ha conseguido que la concentración de estos gases haya aumentado un 30% desde el siglo pasado, cuando, sin la actuación humana, la naturaleza se encargaba de equilibrar las emisiones.

Las Naciones Unidas y sus Estados Miembros, conscientes de la gravedad de este problema mundial, han emprendido iniciativas para hacerle frente a escala mundial. En 1992 adoptaron la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) [38], que fue seguida, en 1997, por el Protocolo de Kyoto [39]. En el año 2001 el Tercer Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC son sus siglas en inglés) [40] ponía de manifiesto la evidencia proporcionada por las observaciones de los sistemas físicos y biológicos que mostraba que los cambios regionales en el clima, en concreto los aumentos de las temperaturas, estaban afectando a los diferentes sistemas y en distintas partes del globo terráqueo. Señalaba, en definitiva, que se están acumulando numerosas evidencias de la existencia del cambio climático y de los impactos que de él se derivan. En promedio, la temperatura aumentó aproximadamente 0,6°C en el siglo XX. El nivel del mar ha crecido de 10 a 12 centímetros y los investigadores consideran que esto se debe a la expansión de los océanos, cada vez más calientes.

Los principales gases de efecto invernadero, según el Protocolo de Kyoto, son los seis siguientes:

- Dióxido de carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)
- Óxido nitroso (N₂O)
- Hidrofluorocarbonos (HFC)
- Perfluorocarbonos (PFC)
- Hexafloruro de azufre (SF₆)

Se estima que los tres primeros explican el 50, el 18 y el 6 por ciento, respectivamente, del efecto global de calentamiento mundial derivado de actividades humanas.

El cambio climático, pues, constituye un fenómeno global, tanto por sus causas como por sus efectos y requiere de una respuesta multilateral basada en la colaboración de todos los países.

En el ámbito de la UE son numerosas las actuaciones para hacer frente al reto del cambio climático. En este sentido, el Parlamento y el Consejo Europeos han aprobado numerosas directivas, decisiones y reglamentos relacionados con la lucha contra al cambio climático.

España, como parte de la UE, y como país firmante de la CMNUCC y su Protocolo de Kioto, tiene la obligación de aplicar las diferentes normas que se acuerdan tanto a nivel internacional como a nivel europeo.

En el ámbito de la Unión Europea, cabe destacar la aprobación en 2008 del *Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático 2013-2020* [41], que se compone de normativa vinculante, donde se establecen objetivos concretos para 2020 en materia de energías renovables, eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Además, se introducen elementos novedosos como la captura y almacenamiento de carbono y la aviación. El objetivo principal es sentar las bases para dar cumplimiento a los compromisos en materia de cambio climático y energía asumidos por el Consejo Europeo en 2007:

- Reducir las emisiones totales de gases de efecto invernadero en 2020, al menos en un 20%, respecto de los niveles de 1990, y en un 30% si otros países desarrollados se comprometen a reducciones de emisiones equivalentes y los países en desarrollo contribuyen adecuadamente en función de sus posibilidades.
- Alcanzar el objetivo del 20% de consumo de energías renovables en 2020.

Posteriormente, en el año 2013 se presentó la Hoja de Ruta hacia una economía baja en carbono competitiva en 2050, donde la Comisión Europea va más allá del corto plazo y propone una forma costo-eficiente de lograr reducciones profundas de emisiones a mediados del siglo XXI. La Hoja de Ruta indica que todas las grandes economías tendrán que hacer reducciones de emisiones para que la temperatura media global no supere los 2°C en comparación con la temperatura de la era preindustrial. La Hoja de Ruta es uno de los planes de política a largo plazo anunciados bajo la iniciativa emblemática de Europa Eficiente de Recursos, destinada a poner a la UE en el camino al uso de los recursos de una manera sostenible.

Esta Hoja de Ruta indica que, en 2050, la UE debe reducir sus emisiones un 80% por debajo de los niveles de 1990 a través de reducciones domésticas y se establecen hitos intermedios (reducciones del orden del 40 % en 2030 y 60% en 2040). También muestra cómo los principales sectores responsables de las emisiones de Europa, generación de energía, industria, transporte, edificios y construcción, así como la agricultura, pueden hacer la transición hacia una economía de baja emisión de carbono de una forma rentable.

En enero de 2014, la Comisión Europea presentó una propuesta que dotaría de continuidad al Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, con horizonte 2030, y en la que se proponen nuevos objetivos de reducción de emisiones y de energías renovables. Con esta propuesta se pretende dar continuidad a la arquitectura de lucha contra el cambio climático de la UE que ya se viene aplicando y, además, será el elemento principal que defina la participación de la Unión en el nuevo acuerdo post-2020 en el ámbito de la CMNUCC, ya que definirá el objetivo de reducción de emisiones de la UE a partir de 2020.

Los principales elementos de esta Propuesta a 2030 son nuevamente establecer un objetivo de reducción de gases de efecto invernadero, un objetivo de energías renovables a nivel europeo, la futura consideración de la eficiencia energética, la reforma del Sistema Europeo de Comercio de Derechos de Emisión, y otros temas (incluidos los relacionados con la necesidad de mejorar la seguridad de los suministros energéticos, destacando la necesidad de explotar las fuentes domésticas de energía sostenibles, y mejorar las interconexiones).

Con respecto a las estrategias a desarrollar se han realizado diversos análisis sobre el potencial que tiene la aplicación de determinadas tecnologías en algunos sectores de actividad, enfocando exclusivamente el aspecto de las estrategias de limitación de las causas del cambio climático. Las cifras que se aportan, provenientes de estudios del IPCC, en el caso del sector de suministro de energía son:

- Los niveles de eficiencia en la generación de electricidad pueden aumentarse de la actual media mundial del 30% a más de un 60% entre el 2020 y 2050.
- La sustitución del carbón por gas natural y por medio de tecnologías de combustión más eficientes, con mejores rendimientos energéticos, puede llevar a reducciones de emisiones de CO₂ por unidad de energía utilizada de hasta un 50%.

Por otro lado, para facilitar a los países acogidos al Protocolo de Kioto la consecución de sus objetivos de reducción y limitación de emisiones de gases de efecto invernadero el propio Protocolo de Kioto establece tres Mecanismos de Flexibilidad: el Comercio de Emisiones, el Mecanismo de Desarrollo Limpio y el Mecanismo de Aplicación Conjunta. Los dos últimos, son los denominados Mecanismos basados en proyectos, debido a que las unidades de reducción de las emisiones resultan de la inversión en proyectos, adicionales ambientalmente, encaminados a reducir las emisiones antropógenas por las fuentes, o a incrementar la absorción antropógena por los sumideros de los gases de efecto invernadero.

El objetivo que se persigue con la introducción de estos Mecanismos en el Protocolo de Kioto, es un objetivo doble: por un lado, con carácter general, buscan facilitar a los países del Anexo I del Protocolo (Países desarrollados y Países con economías en transición de mercado), el cumplimiento de sus compromisos de reducción y limitación de emisiones, y por otro lado, también persiguen apoyar el desarrollo sostenible de los países en desarrollo, países no incluidos en el Anexo I, a través de la transferencia de tecnologías limpias.

4. El SEP de Gran Canaria

En España, una parte importante de la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero se lleva a cabo a través del comercio de derechos de emisión, el cual está regulado por la *Ley 1/2005, de 9 de marzo* [42]. Se puso en marcha como medida fundamental para fomentar la reducción de emisiones de CO₂ en los sectores industriales y de generación eléctrica.

El comercio de derechos de emisión es un instrumento de mercado, mediante el que se crea un incentivo o desincentivo económico que persigue un beneficio medioambiental: que un conjunto de plantas industriales reduzcan colectivamente las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

Actualmente existen mercados de emisiones que operan en distintos países y que afectan a diferentes gases. El régimen Comunitario de comercio de derechos de emisión afecta globalmente a más de 10.000 instalaciones; más de 2.000 millones de toneladas de CO₂, en torno al 45% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en la Comunidad.

En España este régimen afecta a casi 1.100 instalaciones y un 45% de las emisiones totales nacionales de todos los gases de efecto invernadero.

Conforme a lo establecido en la Ley 1/2005, de 9 de marzo, el Gobierno debe aprobar mediante Real Decreto un Plan Nacional de asignación con vigencia limitada a un período concreto. El primer Plan corresponde al período 2005-2007, el segundo a 2008-2012 y los siguientes a sucesivos períodos de cinco años.

Cada Plan establece el número total de derechos de emisión que se van a asignar en España, y cuáles son las reglas que se van a aplicar para determinar las asignaciones de cada instalación.

Sin embargo, los Planes Nacionales de asignación, elemento central en la asignación de derechos de emisión durante los dos primeros períodos de aplicación del régimen de comercio, desaparecen a partir del 1 de enero de 2013. A partir de esta fecha se adopta un enfoque comunitario, tanto en lo que respecta a la determinación del volumen total de derechos de emisión, como en lo relativo a la metodología para asignar los derechos de emisión. Este nuevo enfoque ya viene recogido en la *Ley 1/2005*, tras su modificación por la Ley 13/2010, de 5 de julio, en su artículo 14 donde establece que el método básico de asignación de derechos de emisión a partir del periodo 2013-2020 será la subasta.

El modelo de subasta que se establece en el Reglamento está basado en una plataforma común de la que, bajo ciertas condiciones, pueden separarse los Estados miembros que deseen implantar plataformas propias. Alemania, Polonia y Reino Unido notificaron a la Comisión, dentro del plazo establecido para ello, su intención de designar plataformas nacionales. España, junto con los otros 23 Estados miembros restantes, subastará sus derechos de emisión en la plataforma común. Hasta que la plataforma definitiva esté designada las subastas se celebrarán en la plataforma común transitoria adjudicada a la entidad alemana EEX (European Energy Exchange). El 13 de noviembre de 2013 se celebró la primera subasta de derechos de emisión en la plataforma común transitoria.

En el Anexo II de la Ley 1/2005 se indican cuáles son los gases de efecto invernadero a considerar, pero en su Anexo I se especifica que, para la actividad:

- 1.a) *Combustión en instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 20 MW, para la producción de energía eléctrica de servicio público.*

el gas de efecto invernadero a considerar es sólo el CO₂. Especifica también, en dicho anexo que, cuando se calcule la potencia térmica nominal total de una instalación para decidir sobre su inclusión en el ámbito de aplicación de esta Ley, se sumarán las potencias térmicas nominales de todas las unidades técnicas que formen parte de la misma. A estos efectos, se considerarán todas las unidades térmicas que se ubiquen en el mismo emplazamiento y tengan la misma titularidad, con independencia de que se encuentren cubiertas por una o varias autorizaciones de emisión de gases de efecto invernadero. Las unidades con una potencia térmica nominal inferior a 3 MW no se tendrán en cuenta a efectos de este cálculo.

En el Anexo III de la Ley 1/2005 también se especifica que las emisiones se seguirán mediante cálculos o mediciones y que estos cálculos de las emisiones se llevarán a cabo utilizando la fórmula siguiente:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = \text{Datos de la actividad} \cdot \text{factor de emisión} \cdot \text{factor de oxidación} \quad (4.28)$$

El seguimiento de los datos de la actividad (combustible utilizado, índice de producción, etc.), se hará sobre la base de los datos de suministro o mediante mediciones. Se usarán los factores de emisión y de oxidación aceptados por la UE. Se hará un cálculo separado para cada actividad, cada instalación y cada combustible.

A partir de la experiencia surgida durante los dos primeros ciclos de cumplimiento del régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (primer ciclo: año 2005 y segundo ciclo: 2008-2012), surgió en el año 2012 el *Reglamento UE N° 601/2012 de la Comisión, de 21 de junio de 2012* [43], para regular el tercer período de comercio de derechos de emisión, que comenzó el 1 de enero de 2013 y los períodos posteriores

En el Artículo 2 se establece que el ámbito de aplicación corresponde a las relacionadas en el anexo I de la Directiva 2003/87/CE (instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW).

En el artículo 19 del Reglamento UE N° 601/2012 se establece que a efectos del seguimiento de las emisiones de CO₂ en instalaciones fijas, cada una de éstas debe clasificarse en una de las siguientes tres categorías: A, B y C en función de si las emisiones medias anuales verificadas correspondientes al período de comercio inmediatamente anterior son inferiores o iguales a 50.000 toneladas de CO₂, superiores a 50.000 e inferiores a 500.000 toneladas de CO₂ o superiores a 500.000 toneladas de CO₂, respectivamente.

Se indica también, en el mismo artículo, que todos los flujos fuentes deben clasificarse en una de las siguientes categorías, comparándolo con la suma de todos los valores absolutos de CO₂: flujos fuente secundarios (menos de 5.000 toneladas anuales de CO₂, o menos del 10%, hasta una contribución máxima anual total de 100.000 toneladas de CO₂ fósil), flujos fuente de mínimos (menos de 1.000 toneladas anuales de CO₂ o menos del 2%, hasta una contribución máxima anual total de 20.000 toneladas de CO₂) y flujos fuente primarios, cuando se trate de flujos fuente no clasificables en ninguna de las categorías anteriores.

Además, en el Cuadro 1 del Anexo V, con las consideraciones del artículo 26, a efectos de la determinación de los datos de la actividad y de los factores de cálculo, se establecen los niveles de seguimiento mínimos. En la Tabla 4.21 se muestran los datos del tipo de actividad/flujo fuente en el que se engloban los grupos generadores del SEP de Gran Canaria.

Tabla 4.21. SEP de Gran Canaria: Niveles mínimos exigibles para las metodologías basadas en el cálculo aplicables a las instalaciones de categoría A y, en el caso de los factores de cálculo para los combustibles comerciales estándar, a todas las instalaciones, de conformidad con el artículo 26, apartado 1, letra a).

	Datos de la actividad						Factor de emisión			Factor de oxidación		
	Flujo de combustible			Valor Calorífico Neto								
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Instalaciones de combustión (Combustibles comerciales estándar)	2	4	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	1	1	1

Por otro lado, el artículo 21 da la potestad al titular de la instalación de elegir la metodología a utilizar para el seguimiento de las instalaciones, y de rebajar en cuanto sea razonable, y aprobado por la autoridad competente, el nivel exigido en el Reglamento 601/2012.

4.4.3.1 Reglamentación sobre el cambio climático específica para Canarias

La Ley 1/2005, de 9 de marzo, viene a desarrollar en su capítulo II (artículos 4 al 8) las autorizaciones de emisión de gases de efecto invernadero. De conformidad con su artículo 4, los tipos de instalación para los que se debe solicitar autorización, así como las emisiones que genera, se encuentra incluida entre las especificadas en el Anexo 1 de la misma.

Con respecto a las centrales de generación de la isla de Gran Canaria las autorizaciones de emisión de gases de efecto invernadero fueron otorgadas por la Viceconsejería de Medio Ambiente y Organización Territorial mediante la *Resolución nº 36, de 16 de enero de 2013* [44], para la C.T. Jinámar y mediante la *Resolución nº 34, de 16 de enero de 2013* [45], para la C.T. de Barranco de Tirajana. Mediante estas mismas resoluciones se aprueban los Planes de Seguimiento del CO₂ para cada una de estas centrales.

Puesto que las emisiones de CO₂ declaradas para cada una de las instalaciones (la C.T. Jinámar y C.T. Barranco de Tirajana) desde el año 2005 son superiores a 500.000 toneladas, según el Reglamento UE nº 601/612, de 21 de junio, de la Comisión, en su Capítulo III, dichas instalaciones se clasifican como de Categoría C.

Según este reglamento tanto el fuel BIA como el gasoil se consideran flujos fuentes principales en ambas instalaciones, porque, aunque el gasoil es un combustible secundario en la C.T. Jinámar, constituye más del 10% de las emisiones totales de CO₂ procedentes de combustibles fósiles en dicha instalación. En la C.T. Barranco de Tirajana ambos combustibles son principales.

La metodología elegida para el cálculo de las emisiones de CO₂, en los planes de seguimiento de ambas centrales, es la basada en el cálculo, según las opciones que se indican en el artículo 21 del Reglamento 601/2012 y mediante la metodología normalizada de acuerdo con el artículo 24, según el cual, las emisiones de CO₂ de cada flujo fuente se calcula multiplicando los datos de la actividad relativos a la cantidad de combustible quemado, basado en el valor calorífico neto, por el factor de emisión correspondiente y por el factor de oxidación correspondiente (ver Ec. 4.29). De acuerdo con el Reglamento 601/2012, a todos los flujos fuente principales, en el caso de combustibles comerciales estándar, como son los que se encuentran en estas centrales, se aplicarán los niveles que se pueden ver en la Tabla 4.22.

Las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión se determinan anualmente a partir de las consideraciones del Anexo III de la Ley 1/2005 y del Reglamento 601/2012, mediante las siguientes expresiones:

$$E_{TOT} = DA \cdot FE \cdot FO \quad (4.29)$$

siendo

- E_{TOT} las emisiones de CO₂ totales, en t, procedentes de la combustión en la central, generadas durante el período de notificación.
- DA el dato de actividad, en TJ, de combustible consumido en la Central durante el periodo de notificación, considerando la variación de existencias.
- FE el factor de emisión del combustible, en t CO₂/TJ.
- FO el factor de oxidación del combustible, en tantos por uno.

Tabla 4.22. SEP de Gran Canaria: niveles mínimos exigibles.

COMBUSTIÓN DE FUEL OIL Y GASOIL				
Variable	Nivel aplicable	Incertidumbre permisible máxima	Instrumentación/ método de medida	Periodicidad mínima
Dato de actividad: Consumo de combustible	4	± 1,5% teniendo en cuenta los cambios en las existencias, si procede.	Suministros: albaranes de compra por pesada en báscula del suministrador. Existencias: medida de nivel y temperatura en tanques al inicio y final del período de notificación.	mensual
Dato de actividad: Valor calorífico neto	3		Envío de muestra representativa a laboratorio externo acreditado según norma EN ISO 17025:2005	mensual
Factor de emisión	3		Determinación de contenido en carbono de muestra representativa a laboratorio externo acreditado según norma EN ISO 17025:2005	mensual
Factor de oxidación	2		Inventario Nacional	anual

A su vez, cada uno de estos parámetros se calcula de la siguiente manera:

- Dato de actividad. Es el producto del combustible consumido anualmente en la Central por el valor calorífico neto:

$$DA = Q \cdot VCN \quad (4.30)$$

donde Q es el combustible consumido en la Central durante el periodo de notificación, en t o m^3 , y VCN es el valor calorífico neto del combustible, en TJ/t o TJ/m^3 .

- Consumo de combustible. El consumo de combustible de la Central se obtiene sumando las cantidades adquiridas en cada suministro, considerando la variación de existencias, es decir, se añade la cantidad de combustible almacenada en los tanques de la Central al principio del periodo de notificación, y se resta la cantidad de combustible que queda en los tanques al final del periodo (artículo 27 del Reglamento 601/2012):

$$Q = \sum_j Q_{ADQ_j} + STOCK_i - STOCK_f \quad (4.31)$$

donde Q_{ADQ_j} es la cantidad de combustible adquirido en el suministro j , en t , $STOCK_i$ es la cantidad de combustible, en t , almacenada en los tanques de combustible al comienzo del periodo de notificación, y $STOCK_f$ es la cantidad de combustible, en t , almacenada en los tanques de combustible al final del periodo de notificación.

- Valor calorífico neto. Con periodicidad mensual, la Central envía una muestra representativa de los combustibles consumidos a un laboratorio externo acreditado por ENAC conforme a la Norma EN ISO 17025:2005, para la determinación del poder calorífico, en TJ/t (Artículo 31 del Reglamento 601/2012 donde se da la opción de la obtención mediante análisis y aplicación del Nivel 3 según Anexo II, y Anexo VII, donde se indica que la frecuencia mínima de las analíticas es como mínimo de seis veces al año).
- Factor de emisión. Los factores de emisión están basados en el contenido de carbono de los combustibles. Se obtienen conforme a la siguiente expresión:

$$FE_M = \frac{C_M}{VCN_M} \cdot \frac{PM(CO_2)}{PA(C)} \quad (4.32)$$

donde

FE_M	es el factor de emisión del combustible consumido, en t CO ₂ /TJ, en el mes objeto de estudio,
C_M	es el porcentaje en peso de carbono en el combustible consumido durante el mes objeto de estudio,
VCN_M	es el valor calorífico neto del combustible consumido, en TJ/t, en el mes objeto de estudio,
$PM(CO_2)$	es el peso molecular del CO ₂ , y
$PA(C)$	es el peso molecular de C.

Tanto el C_M como el VCN_M , se determinan mensualmente, sobre una muestra representativa, y por un laboratorio externo acreditado por ENAC conforme a la Norma EN ISO 17025:2005 (artículo 31 del Reglamento 601/2012 donde se da la opción de la obtención mediante análisis y aplicación del Nivel 3 según Anexo II, y Anexo VII, donde se indica que la frecuencia mínima de las analíticas es como mínimo de seis veces al año).

Por otro lado, de acuerdo con el artículo 25 del Reglamento 601/2012, y basándose en la relación de las masas atómicas del carbono (12,011) y del oxígeno (15,9994), se utiliza el siguiente valor para la relación entre el peso molecular del CO₂ y el peso atómico del C:

$$\frac{PM(CO_2)}{PA(C)} = 3,664 \quad (4.33)$$

- **Factor de oxidación.** Cuando se consume un combustible, no todo su carbono se oxida pasando a CO₂; se produce una oxidación incompleta debido a la ineficacia del proceso de combustión, que deja parte del carbono sin quemar o parcialmente oxidado, como hollín o cenizas. El carbono no oxidado o parcialmente oxidado se tiene en cuenta en el factor de oxidación, que se expresa mediante una fracción de la unidad. Se utiliza el factor de oxidación del combustible del último inventario nacional que esté disponible al principio del periodo de notificación (artículo 31 del Reglamento 601/2012 donde se da esta opción y aplicación del Nivel 2 según Anexo II).

4.4.4. Condicionantes medioambientales

De toda la reglamentación medioambiental que afecta al sistema eléctrico de Gran Canaria, se puede observar, que no existe ningún condicionante expreso para su consideración en la programación de las unidades generadoras a tener en cuenta por el Operador del Sistema, salvo aquellas posibles derivadas de los límites de emisiones establecidos en la diferente reglamentación.

Con el objetivo de cumplir en todo momento con los límites impuestos por la reglamentación, la empresa Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U., ha llevado a cabo, con el paso de los años, una serie de acciones:

- Instalación de quemadores de baja producción de NO_x en los grupos Vapor 4 y 5 de la C.T. Jinámar y grupos Vapor 1 y Vapor 2 de Barranco de Tirajana. Asimismo dispone de estos quemadores los grupos Vapor 5 y 6 de Candelaria y los grupos Vapor 1 y 2 de Granadilla.
- Instalación de un sistema de aditivación química del combustible (óxido de magnesio) con el objeto de reducir la formación de inquemados en los grupos Vapor 4 y 5 de la C.T. Jinámar y grupos Vapor 1 y Vapor 2 de Barranco de Tirajana. Asimismo dispone de este sistema los grupos Vapor 5 y 6 de Candelaria y los grupos Vapor 1 y 2 de Granadilla.
- Instalación de precipitadores electrostáticos (electrofiltros) para reducir la emisión de partículas en los grupos Vapor 4 y 5 de la C.T. Jinámar y grupos Vapor 1 y Vapor 2 de Barranco de Tirajana.

Asimismo dispone de estos equipos los grupos Vapor 5 y 6 de Candelaria y los grupos Vapor 1 y 2 de Granadilla.

- Instalación de un sistema de desulfuración de gases de combustión mediante agua de mar en los grupos Vapor 1 y Vapor 2 de Barranco de Tirajana. Asimismo dispone de este sistema los grupos Vapor 1 y 2 de Granadilla.
- Instalación de un sistema de inyección de agua para la reducción de la formación y emisión de NOx en las turbinas de gas 1, 2 y 3 de la C.T. Jinámar y en las turbinas de gas 1, 2, 3, 4, 5 y 6 de Barranco de Tirajana. Asimismo dispone de este sistema las turbinas de gas 1 y 2 de la C.T. Candelaria, las turbinas de gas 1, 2, 3, 4, 5 y 6 de Granadilla, las turbinas de Guía de Isora y Arona, las turbinas de gas 1 y 2 de Punta Grande y las turbinas de gas 1 y 2 de Las Salinas.
- Utilización de gasoil en lugar de fuel en los grupos Diesel 1, 2 y 3 de Jinámar.
- Utilización de gasoil con 0,1%S en lugar del 0,2%S que se utilizaba anteriormente en todas las centrales térmicas de Canarias.
- Utilización de Fuel de bajo índice de azufre con 1%S en la C.T. Barranco de Tirajana. También se está utilizando este tipo de fuel en las centrales de Granadilla y Los Guinchos.
- Utilización de Fuel de bajo índice de azufre con 0,73%S en la C.T. Jinámar. También se está utilizando este tipo de fuel en las centrales de Las Salinas, Candelaria y Punta Grande.
- Utilización de fuel BIA 0,3%S en las centrales de Barranco de Tirajana y Granadilla como combustible alternativo para los casos en los que estuviera indisponible la desulfuración de los gases de escape de los grupos de vapor de estas centrales. También en Candelaria se dispone de almacenamiento de este combustible para los casos de inversión térmica que hace que se eleven los valores de las concentraciones de emisiones en el entorno de la central.
- Declaración oficial del final de la vida útil de los grupos Vapor 2 y Vapor 3 en septiembre del año 2010 y del Vapor 1 en diciembre del año 2012 en la C.T. Jinámar en cumplimiento de las directrices del R.D. 430/2004 (apartado 4 del artículo 5) por tratarse de instalaciones no acogidas al Plan nacional de reducción de emisiones de las grandes instalaciones de combustión. Por el mismo motivo se declaró el final de la vida útil a los grupos Vapor 3 y 4 de Candelaria en octubre del año 2010. En noviembre del año 2013 también se declaró el final de la vida útil de los grupos Diesel 1, 2 y 3 de Candelaria por su impacto medioambiental en la población alrededor de la central.

También, en los protocolos de actuación de las centrales se recogen una serie de actuaciones en el caso de incumplimiento de determinadas emisiones por diversas circunstancias fuera de las habituales, como son: reducción de carga o parada de algunos grupos, trasvase de carga a otros grupos de otra central del mismo sistema, cambio de combustible, etc.

De todos estos casos comentados, sólo la inyección de agua da lugar a una restricción medioambiental que se debe sumar a las restricciones técnicas ya comentadas en la Sección 4.3. Esta restricción consiste en una elevación de los mínimos técnicos, puesto que en estos grupos, que deben operar siempre con la inyección de agua en funcionamiento, por debajo de un determinado valor de carga se desestabiliza la llama y hay serios riesgos de disparo.

En la Tabla 4.23 se pueden ver de nuevo los mínimos técnicos de los grupos con los nuevos valores de restricción medioambiental señalados en color rojo, para diferenciarlos de los declarados en un principio al Operador del Sistema, y que se pueden ver en la Tabla 4.14.

4. El SEP de Gran Canaria

Tabla 4.23. SEP de Gran Canaria: nuevos mínimos técnicos por restricciones medioambientales de los grupos.

Central	Grupo	Pot. Máx. Neta (MW)	Mínimo Técnico (MW)
Jinámar	Vapor 4	55,56	22,10
Jinámar	Vapor 5	55,56	22,10
Jinámar	Diesel 1	8,51	4,58
Jinámar	Diesel 2	8,51	4,58
Jinámar	Diesel 3	8,51	4,58
Jinámar	Diesel 4	20,51	14,09
Jinámar	Diesel 5	20,51	14,09
Jinámar	Gas 1	17,64	13,60
Jinámar	Gas 2	32,34	12,00
Jinámar	Gas 3	32,34	12,00
Bco. Tirajana	Vapor 1	74,24	26,10
Bco. Tirajana	Vapor 2	74,24	26,10
Bco. Tirajana	Gas 1	32,34	12,00
Bco. Tirajana	Gas 2	32,34	12,00
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	68,70	9,70
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	68,70	9,70
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (1+1)	103,00	37,80
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (2+1)	206,10	75,50
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	75,00	9,70
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	75,00	9,70
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (1+1)	113,50	37,80
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (2+1)	227,00	75,50

Puesto que para el problema de optimización multiobjetivo, tratado en esta Tesis, es necesario conocer las curvas características que representan la evolución de las diferentes emisiones con respecto a la potencia generada en cada unidad generadora y, como ya se ha comentado, a diferencia de lo que ocurre con los costes, no existe en la actualidad ninguna curva reconocida, ya sea oficialmente o no, lo que se hará es obtenerlas a partir de datos existentes, obtenidos de las mediciones en continuo, de las que disponen algunas unidades generadoras, o de mediciones puntuales realizadas en otras unidades que no disponen de las medidas en continuo, pero que la legislación medioambiental les exige.

4.4.4.1. Curvas Emisiones – Potencia generada

Al igual que se definieron los costes variables de cada grupo generador asociados a los consumos de combustibles derivados del funcionamiento del grupo, se pueden definir las emisiones variables de cada grupo, que también están asociadas a los consumos de combustible, y varían en función de la potencia generada del grupo. Las emisiones, en kg/h, de cada uno de los contaminantes emitidos por el uso de combustibles fósiles en cada una de las unidades generadoras, se pueden expresar de la siguiente forma:

$$E(i, h, j) = \frac{\alpha(i) + \beta(i) e(i, h, j) + \gamma(i) e^2(i, h, j)}{PCI(i)} \quad (4.34)$$

siendo:

$e(i, h, j)$: la potencia media horaria en MW en barras de central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j .

$\alpha(i)$: un parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de emisiones horarias, valorado en $(\text{kg}_{\text{contaminante}}/\text{h}) \cdot (\text{te}/\text{kg}_{\text{combustible}})$.

- $\beta(i)$: un parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de emisiones horarias, valorado en $[(\text{kg}_{\text{contaminante}}/\text{h}) \cdot (\text{te}/\text{kg}_{\text{combustible}})]/\text{MW}$.
- $\gamma(i)$: un parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de emisiones horarias, valorado en $[(\text{kg}_{\text{contaminante}}/\text{h}) \cdot (\text{te}/\text{kg}_{\text{combustible}})]/\text{MW}^2$.
- $PCI(i)$: el poder calorífico inferior del combustible utilizado por el grupo i , en te/kg .

Los valores de los parámetros α , β y γ se obtienen a partir de las medidas disponibles de los grupos generadores. Para el caso de grupos con medidas en continuo se han utilizado las medidas medias horarias durante un año completo y para los grupos con medidas semestrales se han tomado las medidas de los últimos 4 años.

Las emisiones de las que se disponen medidas, tanto a través de los informes mensuales de datos horarios medios de datos en continuo, como de los informes semestrales realizados puntualmente, son: SO_2 , NO_x y partículas. Sin embargo, para esta Tesis, también se obtuvieron los valores de las emisiones de CO_2 mediante cálculo que se explicará más adelante.

En toda la documentación que se maneja relacionada con las emisiones siempre se trata la información en mg/Nm^3 , es decir, en forma de concentración. No obstante, el objetivo de esta Tesis es la optimización de las emisiones globales, en kg , y la optimización económica en Euros (y no en $\text{Euros}/\text{kg}_{\text{combustible}}$, por ejemplo). Por tanto, es necesario convertir adecuadamente las medidas que se disponen. Para ello se utilizó la formulación que se establece en la Orden ITC/1389/2008 (ver Subsección 4.4.2.1).

Por otro lado, en el caso de los costes se puede observar que las curvas que se manejan están relativizadas con respecto al poder calorífico del combustible. Por lo tanto, si se utiliza un combustible con un poder calorífico superior al utilizado en las pruebas realizadas para la obtención de dichas curvas, se obtendrá un menor consumo de combustible, y a la inversa. Siguiendo este mismo razonamiento para las emisiones, es decir, que se obtendrá un menor consumo de combustible como consecuencia de un mayor poder calorífico del combustible utilizado, se obtendrá también un menor nivel de emisiones de contaminantes. Por consiguiente, en esta Tesis, se decidió relativizar también las curvas de emisiones con respecto a los poderes caloríficos.

En las subsecciones siguientes se muestran las curvas obtenidas, en kg/h , así como la metodología particularizada utilizada en cada caso. A modo de resumen, en las Tablas 4.24-4.27 se muestran los parámetros característicos de las curvas obtenidas, que se utilizarán en la resolución del SEP de Gran Canaria.

4.4.4.1.1. Curvas de emisiones de SO_2 , NO_x y PM_{10} a partir de mediciones en continuo

Un ejemplo de cómo viene la información de los informes mensuales de las medidas medias horarias se puede ver en la Tabla 4.28. Se muestran sólo 24 horas del total de las horas de un mes y el resumen del total del mes. Dicho archivo pertenece a la Central Térmica de Jinámar. El Foco D corresponde al grupo Vapor 4 y las mediciones corresponden al período del 01/01/2013 al 31/01/2013. Los datos se muestran cada hora y, en cada columna, de izquierda a derecha, aparece la hora en que se ha obtenido el valor medio, el valor de SO_2 en mg/Nm^3 , el de partículas (PSD) en mg/Nm^3 , el de NO_x en mg/Nm^3 , el % de O_2 , la potencia media bruta del grupo durante la hora en MW, la temperatura de los gases en $^{\circ}\text{C}$ y el número de períodos PAI (períodos de funcionamiento por encima del mínimo técnico). Las siglas s/s significan que las medidas están sobre base seca y oxígeno normalizado y s/b que son sin corregir. Según la metodología y la formulación explicada en la Subsección 4.4.2.1, los cálculos a realizar son los siguientes:

1. Cálculo del volumen estequiométrico de los gases secos del combustible ($\text{Nm}^3/\text{kg}_{\text{combustible}}$), según la fórmula:

4. El SEP de Gran Canaria

Tabla 4.24. SEP de Gran Canaria: parámetros de las curvas de emisión de SO₂.

Central	Grupo	Parámetros curva Emisiones SO ₂		
		α_1 (kg _{SO2} /h) · (te/Kg) _{Comb}	β_1 (kg _{SO2} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW	γ_1 (kg _{SO2} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW ²
Jinámar	Vapor 4	216,132388	28,538128	0,112699
Jinámar	Vapor 5	216,132388	28,538128	0,112699
Jinámar	Diesel 4	51,638789	10,481942	0,019628
Jinámar	Diesel 5	51,638789	10,481942	0,019628
Jinámar	Gas 1	17,688300	3,502043	0,008150
Jinámar	Gas 2	28,333976	2,848061	0,001736
Jinámar	Gas 3	28,333976	2,848061	0,001736
Bco. Tirajana	Vapor 1	195,204722	-5,291716	0,111309
Bco. Tirajana	Vapor 2	195,204722	-5,291716	0,111309
Bco. Tirajana	Gas 1	34,214985	2,321982	0,001418
Bco. Tirajana	Gas 2	34,214985	2,321982	0,001418
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	90,987596	1,090456	0,011981
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	90,987596	1,090456	0,011981
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (1+1)	90,987596	0,726967	0,005322
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (2+1)	181,975191	0,726967	0,002666
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	90,987596	1,090456	0,011981
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	90,987596	1,090456	0,011981
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (1+1)	90,987596	0,726967	0,005322
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (2+1)	181,975191	0,726967	0,002666

Tabla 4.25. SEP de Gran Canaria: parámetros de las curvas de emisión de NO_x.

Central	Grupo	Parámetros curva Emisiones NO _x		
		α_2 (kg _{NOx} /h) · (te/Kg) _{Comb}	β_2 (kg _{NOx} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW	γ_2 (kg _{NOx} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW ²
Jinámar	Vapor 4	129,513039	1,567025	0,246692
Jinámar	Vapor 5	129,513039	1,567025	0,246692
Jinámar	Diesel 4	1.072,940293	38,794985	3,393344
Jinámar	Diesel 5	1.072,940293	38,794985	3,393344
Jinámar	Gas 1	-39,412361	10,392014	0,448586
Jinámar	Gas 2	-36,720550	6,874092	0,252252
Jinámar	Gas 3	-36,720550	6,874092	0,252252
Bco. Tirajana	Vapor 1	270,747518	-0,213758	0,123046
Bco. Tirajana	Vapor 2	270,747518	-0,213758	0,123046
Bco. Tirajana	Gas 1	-4,501436	0,916636	0,342203
Bco. Tirajana	Gas 2	-4,501436	0,916636	0,342203
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	289,390536	3,986781	0,038374
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	289,390536	3,986781	0,038374
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (1+1)	289,390536	2,657858	0,017058
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (2+1)	578,781073	2,657858	0,008529
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	289,390536	3,986781	0,038374
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	289,390536	3,986781	0,038374
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (1+1)	289,390536	2,657858	0,017058
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (2+1)	578,781073	2,657858	0,008529

Tabla 4.26. SEP de Gran Canaria: parámetros de las curvas de emisión de PM₁₀.

Central	Grupo	Parámetros curva Emisiones Partículas		
		α_3 (kg _{Partículas/h}) · (te/Kg) _{Comb}	β_2 (kg _{Partículas/h}) · (te/Kg) _{Comb} /MW	γ_3 (kg _{Partículas/h}) · (te/Kg) _{Comb} /MW ²
Jinámar	Vapor 4	3,717387	0,121792	0,000897
Jinámar	Vapor 5	3,717387	0,121792	0,000897
Jinámar	Diesel 4	7,119726	-1,002059	0,139441
Jinámar	Diesel 5	7,119726	-1,002059	0,139441
Jinámar	Gas 1	7,736645	0,228146	0,000531
Jinámar	Gas 2	5,168645	0,185542	0,000112
Jinámar	Gas 3	5,168645	0,185542	0,000112
Bco. Tirajana	Vapor 1	4,768957	-0,022056	0,000836
Bco. Tirajana	Vapor 2	4,768957	-0,022056	0,000836
Bco. Tirajana	Gas 1	6,796720	0,185394	0,000112
Bco. Tirajana	Gas 2	6,796720	0,185394	0,000112
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	1,011971	-0,009111	0,000633
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	1,011971	-0,009111	0,000633
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (1+1)	1,011971	-0,006077	0,000286
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (2+1)	2,023941	-0,006077	0,000143
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	1,011971	-0,009111	0,000633
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	1,011971	-0,009111	0,000633
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (1+1)	1,011971	-0,006077	0,000286
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (2+1)	2,023941	-0,006077	0,000143

Tabla 4.27. SEP de Gran Canaria: parámetros de las curvas de emisión de CO₂.

Central	Grupo	Parámetros curva Emisiones CO ₂		
		α_4 (kg _{CO₂/h}) · (te/Kg) _{Comb}	β_4 (kg _{CO₂/h}) · (te/Kg) _{Comb} /MW	γ_4 (kg _{CO₂/h}) · (te/Kg) _{Comb} /MW ²
Jinámar	Vapor 4	41.009,889188	8.450,603356	0,599775
Jinámar	Vapor 5	41.009,889188	8.450,603356	0,599775
Jinámar	Diesel 4	24.034,528237	4.362,255476	48,139804
Jinámar	Diesel 5	24.034,528237	4.362,255476	48,139804
Jinámar	Gas 1	73.051,924273	8.585,847801	19,982114
Jinámar	Gas 2	92.109,919081	6.982,510427	4,266195
Jinámar	Gas 3	92.109,919081	6.982,510427	4,266195
Bco. Tirajana	Vapor 1	67.046,649917	6.813,154972	0,725538
Bco. Tirajana	Vapor 2	67.046,649917	6.813,154972	0,725538
Bco. Tirajana	Gas 1	91.995,336269	6.973,824331	4,260892
Bco. Tirajana	Gas 2	91.995,336269	6.973,824331	4,260892
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	189.477,721991	6.036,837956	1,661627
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	189.477,721991	6.036,837956	1,661627
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (1+1)	189.477,721991	4.024,558641	0,738499
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.1 (2+1)	378.955,443982	4.024,558641	0,369249
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	189.477,721991	6.036,837956	1,661627
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	189.477,721991	6.036,837956	1,661627
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (1+1)	189.477,721991	4.024,558641	0,738499
Bco. Tirajana	Ciclo Comb.2 (2+1)	378.955,443982	4.024,558641	0,369249

4. El SEP de Gran Canaria

Tabla 4.28. Central Térmica de Jinámar: ejemplo de informe mensual de las medidas medias horarias.

Instalación: JINÁMAR

Foco: FOCO D C.N.: 582

Periodo informado: 01/01/2013 - 31/01/2013

Hora HH:MM	SO2 (s/s) (mg/m³N)	PSD (s/s) (mg/m³N)	NOx (s/s) (mg/m³N)	O2 (s/b) (%)	PT (MW)	TMP (°C)	PAI (n/a)
01:00	1145,56 V	14,62 V	396,76 V	5,35 V	25,65 V	134,00 V	1 V
02:00	1150,63 V	14,60 V	397,58 V	5,34 V	25,72 V	134,16 V	1 V
03:00	1147,10 V	14,65 V	397,78 V	5,38 V	25,62 V	134,14 V	1 V
04:00	1148,99 V	14,65 V	397,36 V	5,39 V	25,54 V	134,17 V	1 V
05:00	1150,37 V	14,66 V	397,20 V	5,39 V	25,56 V	134,11 V	1 V
06:00	1147,51 V	14,67 V	398,88 V	5,40 V	25,53 V	134,06 V	1 V
07:00	1153,68 V	14,58 V	392,23 V	5,31 V	25,54 V	134,07 V	1 V
08:00	1156,47 V	14,42 V	374,58 V	5,15 V	25,58 V	134,05 V	1 V
09:00	1158,55 V	14,34 V	347,28 V	5,07 V	24,35 V	133,76 V	1 V
10:00	1162,63 V	16,73 V	335,87 V	5,10 V	23,47 V	133,65 V	1 V
11:00	1157,41 V	* D	339,65 V	5,12 V	23,60 V	133,82 V	1 V
12:00	1162,03 V	* D	335,34 V	5,08 V	23,52 V	133,94 V	1 V
13:00	1159,26 V	* D	334,40 V	5,07 V	23,55 V	133,94 V	1 V
14:00	1160,80 V	* D	330,07 V	5,03 V	23,61 V	133,92 V	1 V
15:00	1161,52 V	* D	329,13 V	5,03 V	23,64 V	133,97 V	1 V
16:00	1158,78 V	* D	328,63 V	5,00 V	23,73 V	134,03 V	1 V
17:00	1162,83 V	* D	325,80 V	5,00 V	23,50 V	133,94 V	1 V
18:00	1158,87 V	* D	326,60 V	5,03 V	23,49 V	134,00 V	1 V
19:00	1169,12 V	* D	343,51 V	4,92 V	25,60 V	134,35 V	1 V
20:00	1166,88 V	* D	372,32 V	4,76 V	29,22 V	135,21 V	1 V
21:00	1167,21 V	* D	376,26 V	4,71 V	29,97 V	134,89 V	1 V
22:00	1160,23 V	* D	374,10 V	4,73 V	29,65 V	134,49 V	1 V
23:00	1157,14 V	* D	343,51 V	4,86 V	25,91 V	133,40 V	1 V
24:00	1169,82 V	* D	301,92 V	4,99 V	23,83 V	132,76 V	1 V
01:00	1161,59 V	* D	324,42 V	4,88 V	23,77 V	132,37 V	1 V
02:00	1193,68 V	* D	328,31 V	4,93 V	23,68 V	133,04 V	1 V
03:00	1162,43 V	* D	330,75 V	4,99 V	23,52 V	131,54 V	1 V
04:00	1161,20 V	* D	331,37 V	4,97 V	23,51 V	132,53 V	1 V
05:00	1163,78 V	* D	330,47 V	4,97 V	23,50 V	132,94 V	1 V
06:00	1161,82 V	* D	330,27 V	4,97 V	23,46 V	133,03 V	1 V
07:00	1161,12 V	* D	329,07 V	4,96 V	23,44 V	133,13 V	1 V
08:00	1165,35 V	* D	332,76 V	4,92 V	23,94 V	133,22 V	1 V
09:00	1169,80 V	* M	355,90 V	4,78 V	26,99 V	133,65 V	1 V
10:00	1178,16 V	14,52 V	385,51 V	4,66 V	31,54 V	134,17 V	1 V
11:00	* M	* M	* M	* M	32,53 V	134,12 V	1 V
12:00	* M	* M	* M	* M	30,99 V	133,68 V	1 V
13:00	916,99 V	14,49 V	341,27 V	4,88 V	30,59 V	133,61 V	1 V
14:00	1094,02 V	14,30 V	358,95 V	4,57 V	31,21 V	133,83 V	1 V
15:00	1090,31 V	14,22 V	365,65 V	4,53 V	32,07 V	133,97 V	1 V
16:00	1069,58 V	14,32 V	342,10 V	4,66 V	28,11 V	133,08 V	1 V
17:00	1065,71 V	14,27 V	334,66 V	4,70 V	27,01 V	133,00 V	1 V
18:00	1064,86 V	14,02 V	357,23 V	4,59 V	30,24 V	133,84 V	1 V
19:00	1094,79 V	13,91 V	383,51 V	4,41 V	36,77 V	135,14 V	1 V
20:00	1077,24 V	13,99 V	423,44 V	4,51 V	39,92 V	135,29 V	1 V
21:00	1078,92 V	13,90 V	416,78 V	4,46 V	39,96 V	134,45 V	1 V
22:00	1087,50 V	13,84 V	424,93 V	4,43 V	41,62 V	135,31 V	1 V
23:00	1066,07 V	13,93 V	401,96 V	4,55 V	36,56 V	134,24 V	1 V
24:00	1063,69 V	14,06 V	343,74 V	4,72 V	27,57 V	132,51 V	1 V

Max	1220,24	23,75	506,52	5,78	53,73	153,72	1
H. Max	19:00	13:00	21:00	06:00	21:00	21:00	01:00
Min	916,99	2,27	301,92	3,93	21,26	129,44	1
H. Min	13:00	10:00	24:00	21:00	06:00	17:00	01:00
Med	1108,56 V	11,57 V	370,12 V	4,91 V	27,13 V	135,47 V	1 V
%Val	99,2	89,0	99,2	99,2	100,0	100,0	100,0

Códigos de validación empleados			
Datos aceptados		Datos excluidos	
V	Dato válido	D	Fallo técnico
O	Dato corregido	C	Calibración de Span
R	Dato reconstruido	F	Fallo de tensión
T	Pendiente de validación	N	Causa desconocida
		M	Mantenimiento
		Z	Calibración de cero
		(*)	Insuficiente número de datos

$$V_{es} = 0,209723 (\%H) + 0,088931(\%C) + 0,033172 (\%S) + 0,007997 (\%N) - 0,026424 (\%O) \quad (4.35)$$

Puesto que es necesario conocer la composición del combustible se han utilizado las analíticas medias mensuales realizadas a los diferentes combustibles para aplicar a los valores correspondientes de las medidas de emisiones medias mensuales.

2. Cálculo del volumen de los gases secos del combustible ($Nm^3/kg_{combustible}$) corregido al % de O_2 de referencia (3% para los grupos de vapor y 15% para los motores diésel y turbinas de gas), según la fórmula:

$$V_{g_{corregido}} = V_{es} \frac{20,9}{(20,9 - \%O_2 \text{ referencia})} \quad (4.36)$$

siendo 20,9% el porcentaje de O_2 de la atmósfera.

3. Conociendo el caudal de combustible, en kg/h, se puede obtener los kg/h de las emisiones de las que se tienen datos, según la fórmula:

$$Emisión \left(\frac{kg}{h} \right) = \frac{Dato \text{ normalizado} \left(\frac{mg}{Nm^3} \right) \cdot Vg \text{ correg.} \left(\frac{Nm^3}{kg} \right) \cdot Caudal \text{ comb.} \left(\frac{kg}{h} \right)}{1000 \left(\frac{mg}{kg} \right)} \quad (4.37)$$

Para obtener el caudal de combustible se han utilizado las curvas de consumo térmico oficiales ya vistas en el apartado 4.3.1.1.1, en Mcal/h, por lo que se han utilizado también los valores de los Poderes Calóricos Netos, en Mcal/kg, obtenidos en las analíticas medias mensuales realizadas a los diferentes combustibles.

Por otro lado, puesto que hay una gran cantidad de datos y, en algunos casos la dispersión es alta, se ha tomado el criterio de agrupar los valores por rangos de potencia, dividiendo el rango desde el mínimo técnico hasta la potencia máxima en 20 intervalos. En cada intervalo se obtiene el valor medio, considerando luego sólo aquellos valores que están dentro del $\pm 20\%$ alrededor del valor medio. Con los valores resultantes se obtiene la curva de regresión. Para grupos iguales se tomará la curva media de entre las obtenidas para cada grupo, siguiendo el mismo criterio que se utiliza para las curvas características de costes. Todos estos cálculos y regresiones se han obtenido con el Excel de Microsoft Office.

En la Tabla 4.29 se pueden ver los valores de las analíticas mensuales utilizados.

En las Figuras 4.5-4.10 se muestran las diferentes curvas de emisiones obtenidas, a partir de mediciones en continuo, para los grupos Vapor 4 y Vapor 5 de la Central Térmica de Jinámar. En el caso de los grupos Diésel 4 y Diésel 5, de dicha central, ambos comparten una misma chimenea de evacuación de gases, por lo que las medidas son comunes a ambos. Se ha realizado un filtrado en función de la potencia de los grupos, para saber si las medidas corresponden al funcionamiento de uno sólo de ellos o de los dos conjuntamente, para poder hacer la adecuada correspondencia entre los valores de emisiones y las potencias de generación. En cualquier caso, las curvas que se obtienen son válidas para los dos grupos (ver Figuras 4.11-4.13).

En las Figuras 4.14-4.19 se muestran las diferentes curvas de emisiones obtenidas, a partir de mediciones en continuo, para los grupos Vapor 1 y Vapor 2 de la Central Térmica Barranco de Tirajana.

4. El SEP de Gran Canaria

Tabla 4.29. SEP de Gran Canaria: valores de las analíticas mensuales utilizados para ajustar las curvas de emisiones de SO₂, NO_x y PM₁₀, a partir de mediciones en continuo.

CARACTERÍSTICAS FUEL OIL 0,73% S JINÁMAR AÑO 2013 (Vapor 4-5 y Diesel 4-5)															
Composicion	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio anual	Desv standard	% Des.St./media
% H	11,13	11,12	11,12	11,25	11,04	10,88	10,88	10,89	10,89	10,80	10,69	10,31	10,92	0,251	2,30%
% C	86,99	86,75	86,81	86,68	87,15	87,09	86,62	87,07	87,07	87,19	87,41	86,71	86,96	0,244	0,28%
% S	0,6800	0,6870	0,6830	0,6530	0,6520	0,6290	0,6500	0,6480	0,6480	0,5870	0,6740	0,7020	0,6578	0,031	4,66%
% N	0,1100	0,2200	0,5600	0,5300	0,5700	0,3600	0,2200	0,5700	0,5700	0,3300	0,2800	0,5200	0,4033	0,169	41,84%
% O	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	-
P.C.I. (Mcal/Kg)	9,729	9,762	9,721	9,818	9,698	9,802	9,761	9,791	9,791	9,715	9,705	9,655	9,746	0,050	0,51%

CARACTERÍSTICAS FUEL OIL 1% S BARRANCO DE TIRAJANA AÑO 2013 (Vapor 1-2)															
Composicion	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio anual	Desv standard	% Des.St./media
% H	10,74	10,68	10,90	11,07	10,99	10,89	10,78	10,78	10,67	10,62	10,50	10,31	10,74	0,211	1,96%
% C	86,47	86,82	86,66	86,64	86,98	86,57	87,11	87,00	86,93	87,37	87,33	86,94	86,90	0,285	0,33%
% S	0,9060	0,9050	0,9150	0,8600	0,8480	0,8490	0,8000	0,7950	0,8850	0,8750	0,9040	0,8640	0,8672	0,040	4,59%
% N	0,6200	0,3100	0,6000	0,5300	0,5200	0,5600	0,2000	0,5800	0,5000	0,5000	0,3600	0,5700	0,4875	0,129	26,56%
% O	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	-
P.C.I. (Mcal/Kg)	9,703	9,686	9,739	9,801	9,760	9,736	9,763	9,752	9,708	9,702	9,654	9,692	9,725	0,041	0,42%

CARACTERÍSTICAS GASOIL 0,1% S BARRANCO DE TIRAJANA AÑO 2010 (Ciclo Combinado 1)															
Composicion	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio anual	Desv standard	% Des.St./media
% H	13,41	13,43	13,15	13,40	13,22	13,44	13,45	13,19	13,35	13,18	13,39	13,11	13,31	0,129	0,97%
% C	86,07	86,39	85,78	86,38	86,53	86,75	86,83	86,95	85,52	86,43	86,45	86,33	86,37	0,415	0,48%
% S	0,1030	0,0749	0,0682	0,0540	0,0910	0,0628	0,0956	0,0708	0,0602	0,0756	0,0808	0,0769	0,0762	0,015	19,23%
% N	0,0096	0,0064	0,0083	0,0056	0,0139	0,0091	0,0084	0,0093	0,0074	0,0105	0,0170	0,0173	0,0102	0,004	37,63%
% O	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	-
P.C.I. (Mcal/Kg)	10,241	10,237	10,232	10,163	10,219	10,229	10,19	10,178	10,25	10,23	10,21	10,198	10,214	0,026	0,26%

CARACTERÍSTICAS GASOIL 0,1% S BARRANCO DE TIRAJANA AÑO 2013 (Ciclo Combinado 2)															
Composicion	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio anual	Desv standard	% Des.St./media
% H	13,34	13,19	13,56	13,12	12,95	13,21	12,91	12,70	12,67	12,73	12,87	12,93	13,02	0,274	2,10%
% C	85,83	86,38	85,88	86,60	86,54	86,40	86,94	86,92	87,24	86,44	85,99	86,79	86,50	0,441	0,51%
% S	0,0774	0,0747	0,0084	0,0429	0,0539	0,0791	0,0515	0,0410	0,0423	0,0601	0,0526	0,0603	0,0537	0,020	36,39%
% N	0,0203	0,0232	0,0026	0,0175	0,0224	0,0152	0,0270	0,0391	0,0406	0,0274	0,0188	0,0212	0,0229	0,010	44,38%
% O	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	-
P.C.I. (Mcal/Kg)	10,191	10,221	10,190	10,184	10,127	10,203	10,19	10,185	10,14	10,16	10,17	10,175	10,178	0,027	0,27%

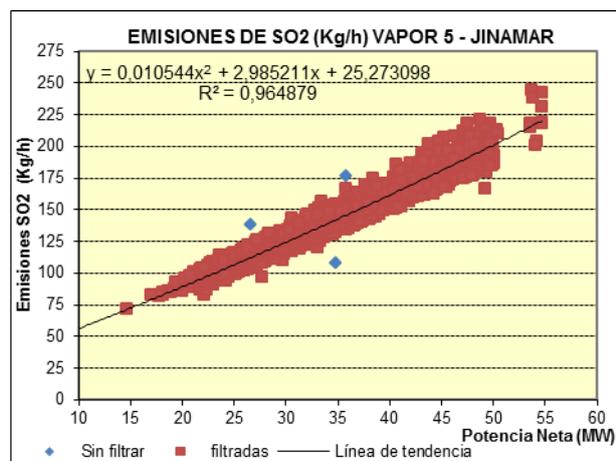
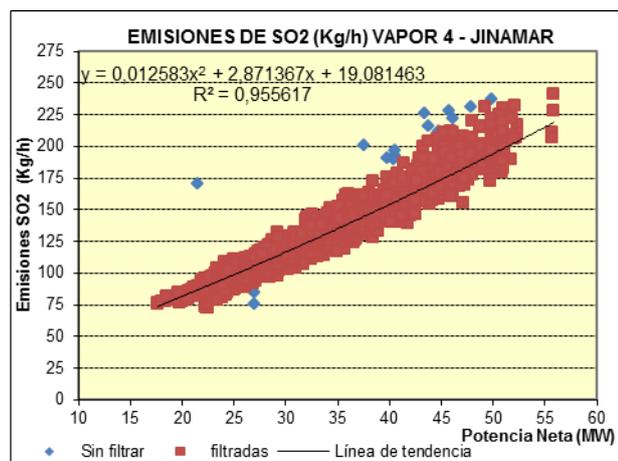


Figura 4.5. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del SO₂ de los grupos Vapor 4 - 5.

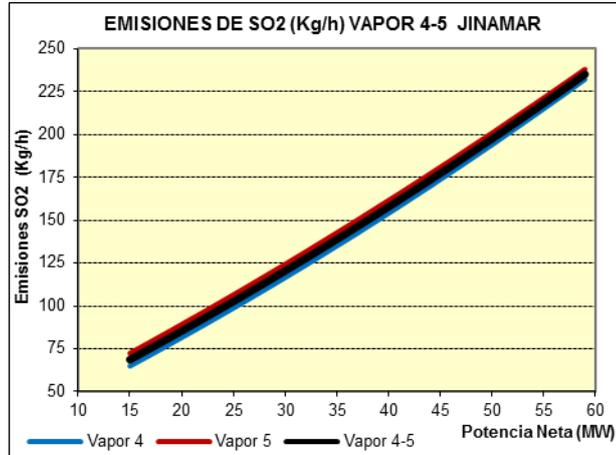


Figura 4.6. Central Térmica Jinámar: curvas de SO₂ de los grupos Vapor 4 - 5.

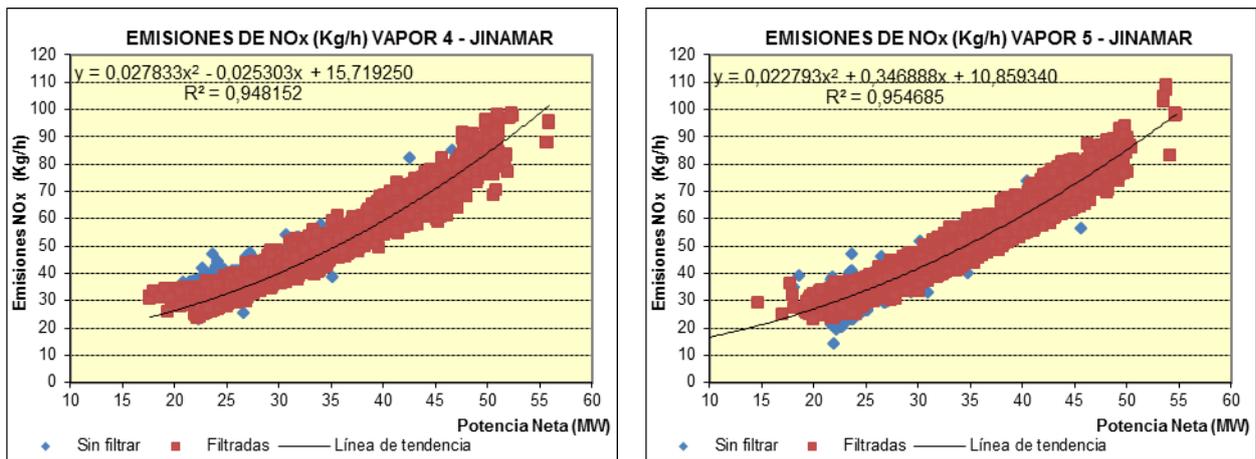


Figura 4.7. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del NO_x de los grupos Vapor 4 - 5.

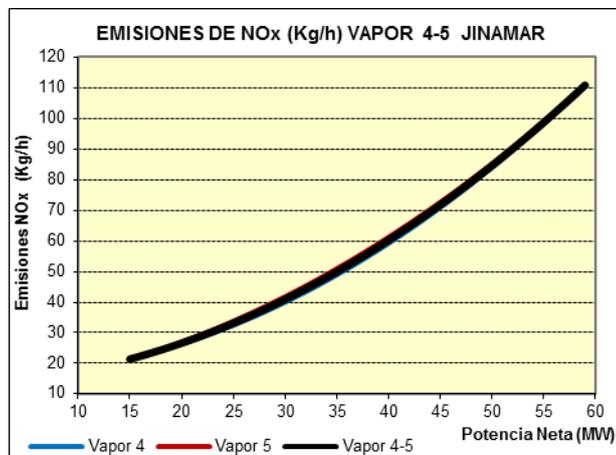


Figura 4.8. Central Térmica Jinámar: curvas de NO_x de los grupos Vapor 4 - 5.

4. El SEP de Gran Canaria

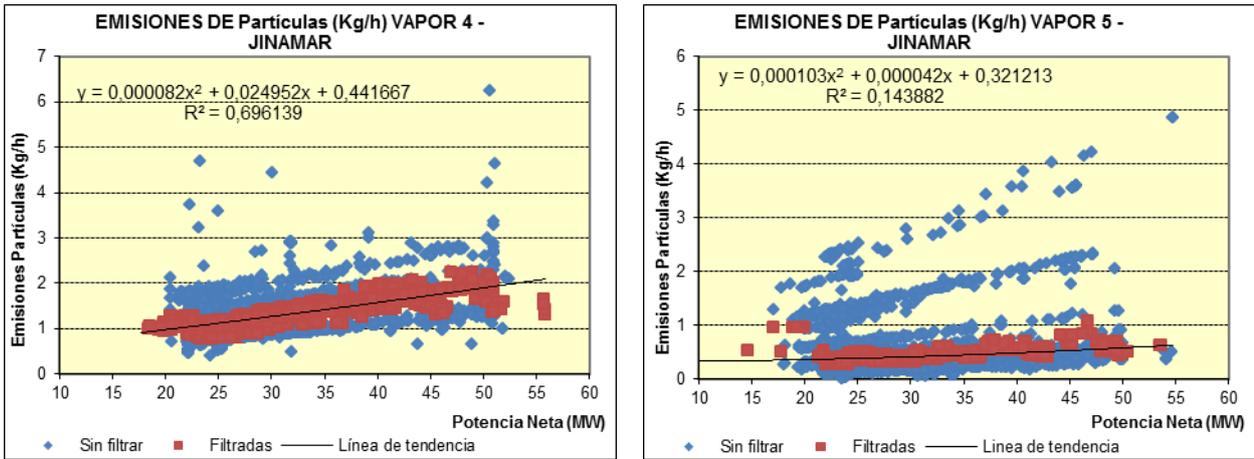


Figura 4.9. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del PM₁₀ de los grupos Vapor 4 - 5.

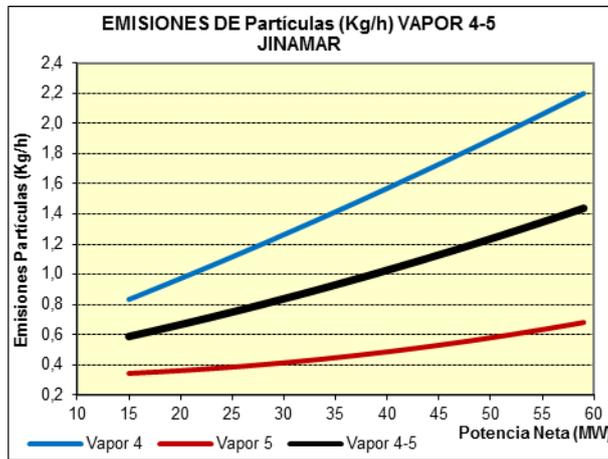


Figura 4.10. Central Térmica Jinámar: curvas de PM₁₀ de los grupos Vapor 4 - 5.

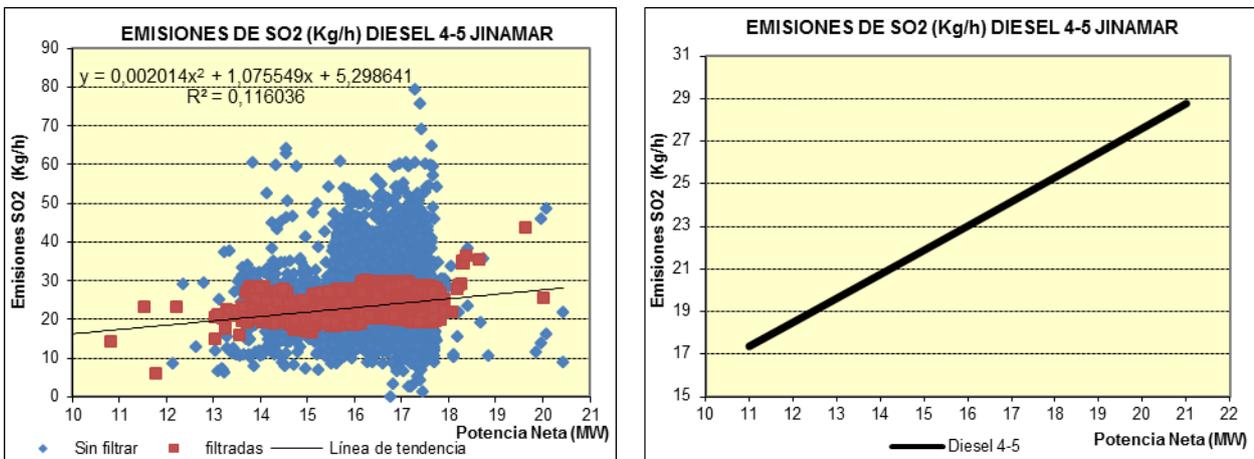


Figura 4.11. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del SO₂ de los grupos Diésel 4 - 5.

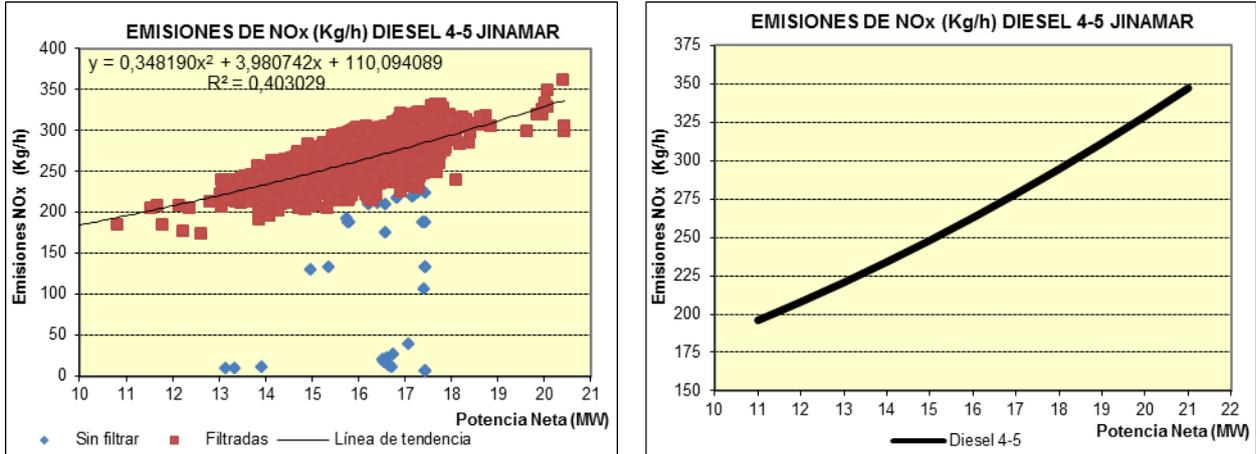


Figura 4.12. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del NO_x de los grupos Diésel 4 - 5.

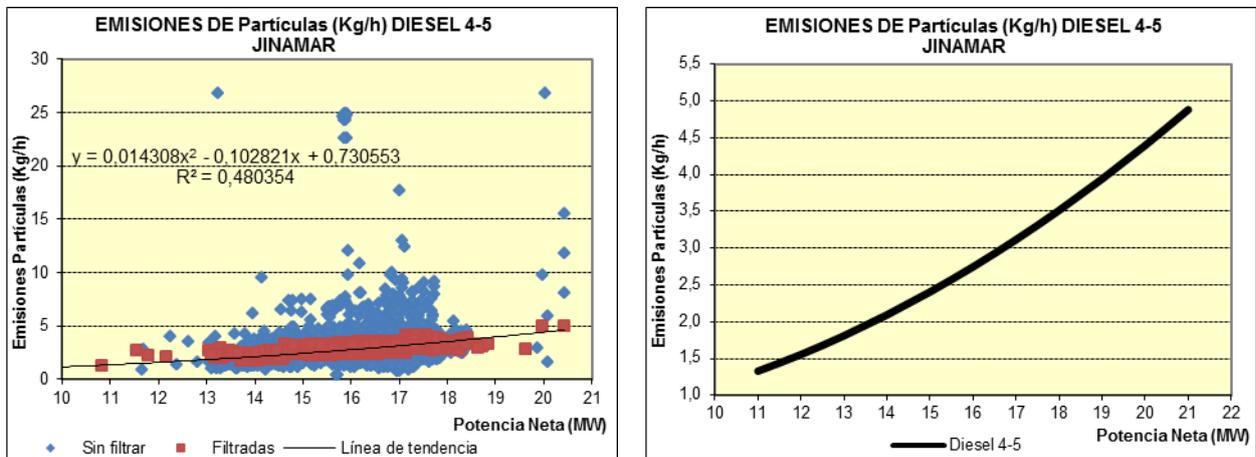


Figura 4.13. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del PM₁₀ de los grupos Diésel 4 - 5.

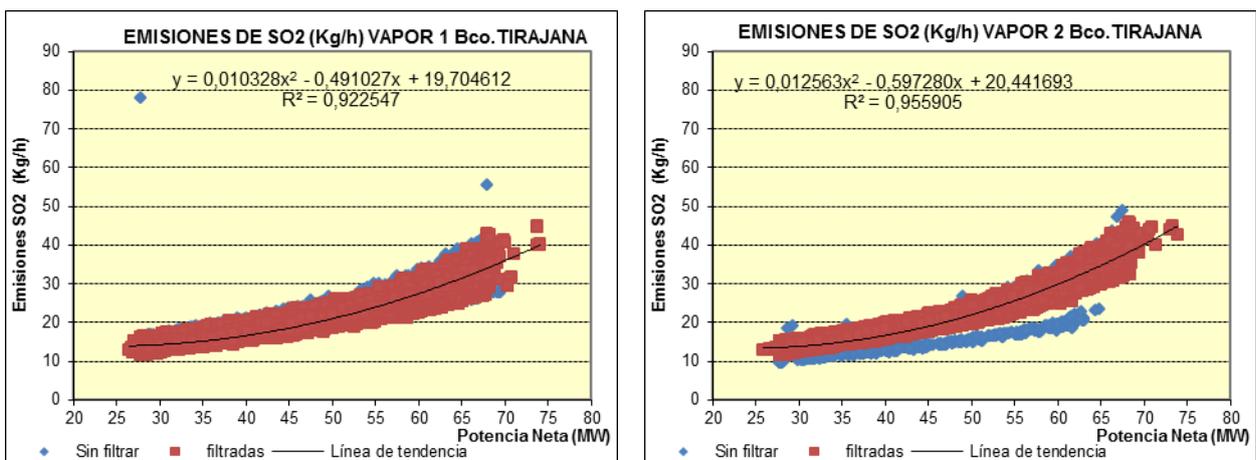


Figura 4.14. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del SO₂ de los grupos Vapor 1 - 2.

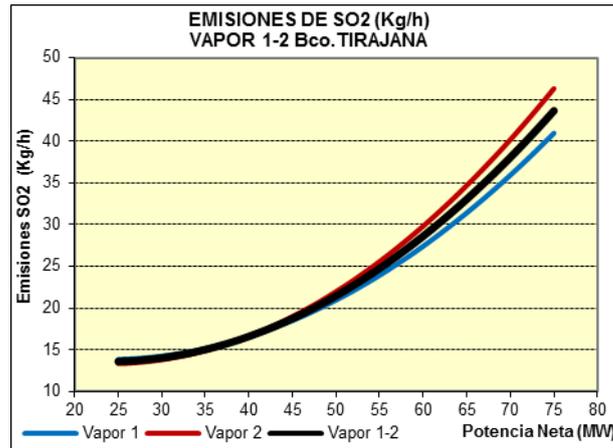


Figura 4.15. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de SO₂ de los grupos Vapor 1 - 2.

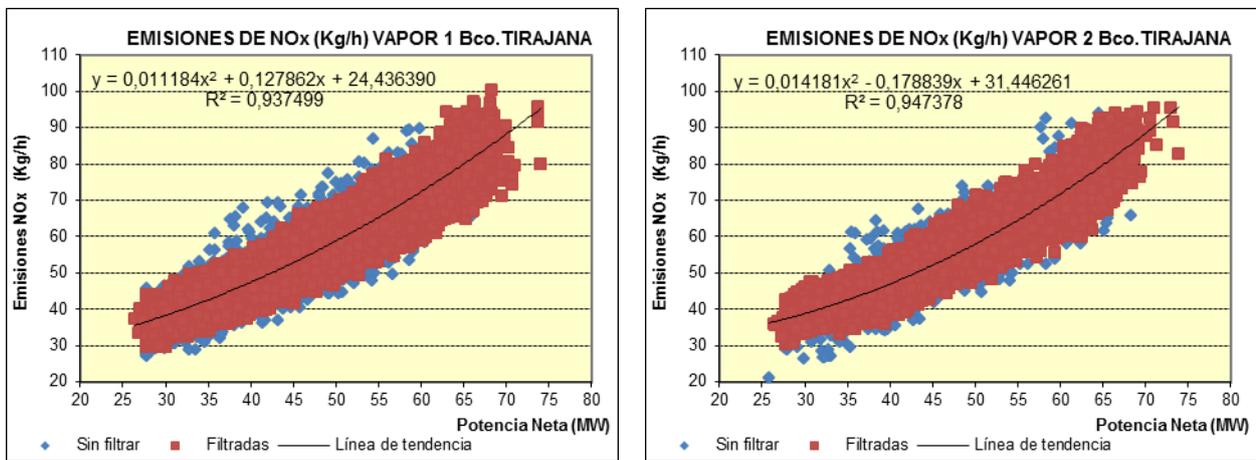


Figura 4.16. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del NO_x de los grupos Vapor 1 - 2.

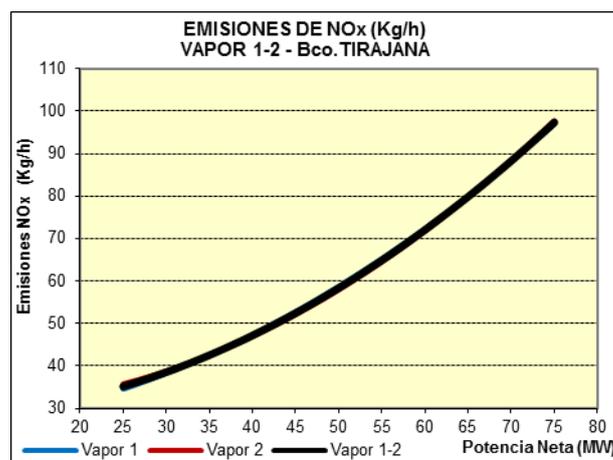


Figura 4.17. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de NO_x de los grupos Vapor 1 - 2.

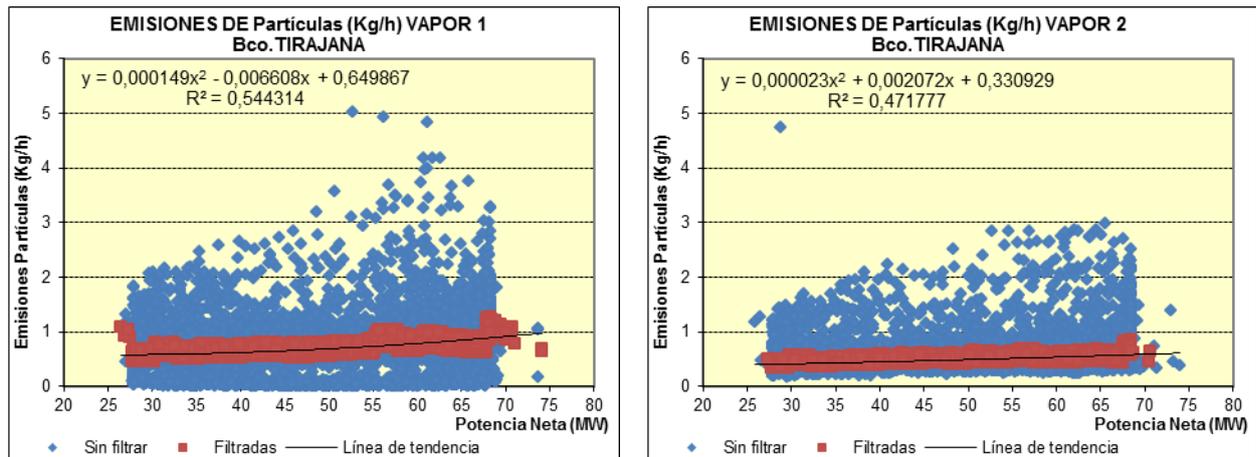


Figura 4.18. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del PM₁₀ de los grupos Vapor 1 - 2.

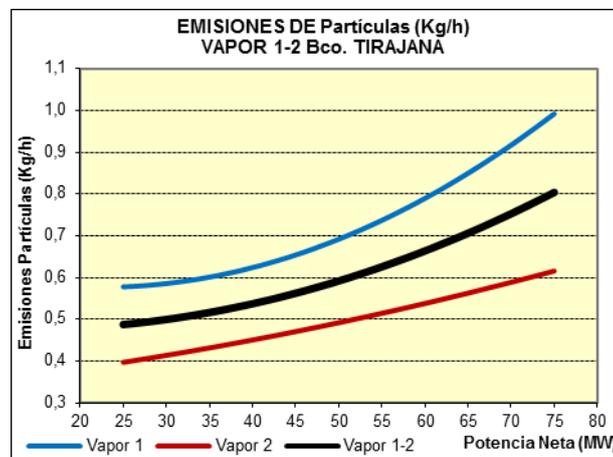


Figura 4.19. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de PM₁₀ de los grupos Vapor 1 - 2.

En el caso de los grupos Ciclo Combinado 1 (CC1) y Ciclo Combinado 2 (CC2) de la Central Térmica Barranco de Tirajana, se consideran como focos de emisión los de las calderas de cada una de las turbinas de gas, ya que su funcionamiento normal es como ciclo combinado, y es de esta manera como se tienen los valores disponibles.

En el caso del CC1, en lugar de disponer de datos del año 2013, como en el resto de grupos, se dispone de datos del año 2010; esto es debido a que, a partir del año 2012 en adelante, el Operador del Sistema en Canarias decidió dar prioridad al CC2 por delante del CC1, dando lugar a un escaso número de horas de funcionamiento del CC1 desde entonces, que se pone en funcionamiento sólo cuando está en revisión el CC2 o alguno de los grupos de vapor de 80 MW (Vapor 1 o Vapor 2 de Barranco de Tirajana) o alguno de los grupos de vapor de 60 MW (Vapor 4 o Vapor 5 de Jinámar). Hasta entonces se iba alternando el funcionamiento de los ciclos, funcionando uno hasta su siguiente revisión, momento en el cual era sustituido por el otro hasta su siguiente revisión, y así sucesivamente; este modo de funcionamiento acabó en el 2011 con el CC2, y desde entonces, el CC2 se ha seguido manteniendo como prioritario.

Al igual que para los costes, se consideran tres tipos de configuración para los ciclos combinados (turbinas en ciclo abierto, ciclo en 1+1 y ciclo en 2+1), pero con los valores medios para los dos ciclos, lo que supone obtener las medias de las cuatro turbinas de gas (Gas 3 – 6). En las Figuras 4.20-4.28 se muestran las diferentes curvas de emisiones obtenidas, a partir de mediciones en continuo, para dichas turbinas de gas.

4. El SEP de Gran Canaria

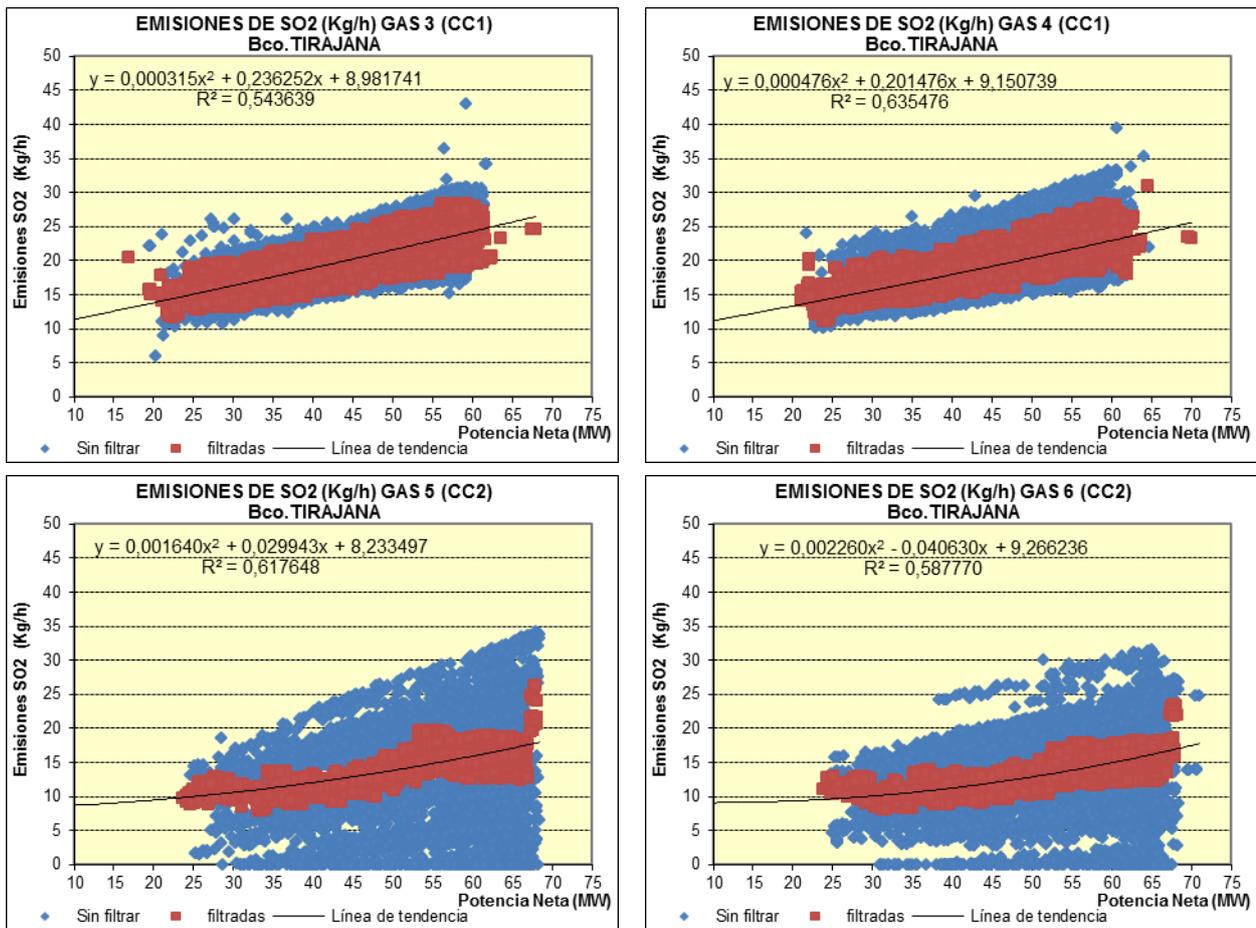


Figura 4.20. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del SO₂ de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 – 2: Gas 3 - 6.

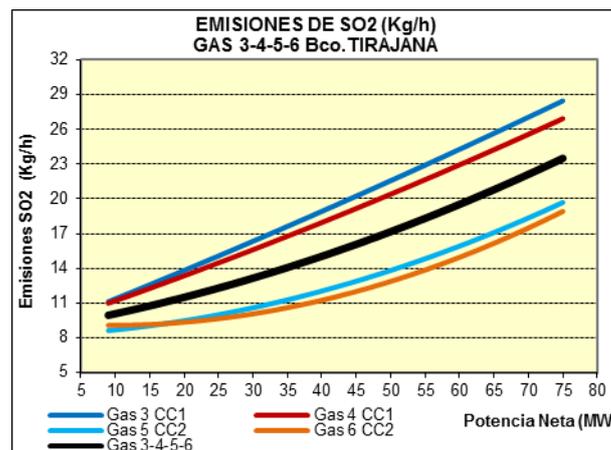


Figura 4.21. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de SO₂ de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 – 2: Gas 3 - 6.

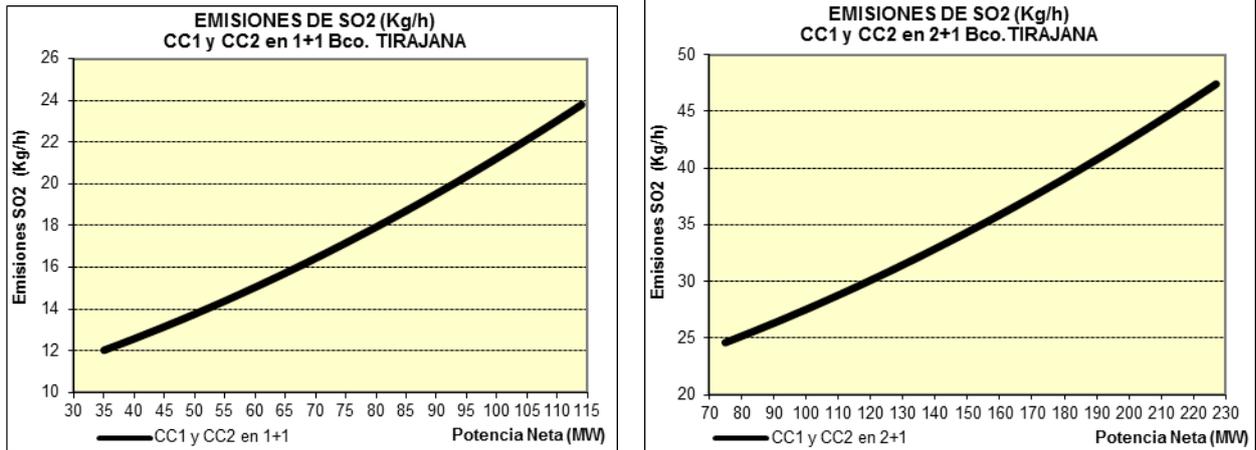


Figura 4.22. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de SO₂ de los Ciclos Combinados 1 – 2.

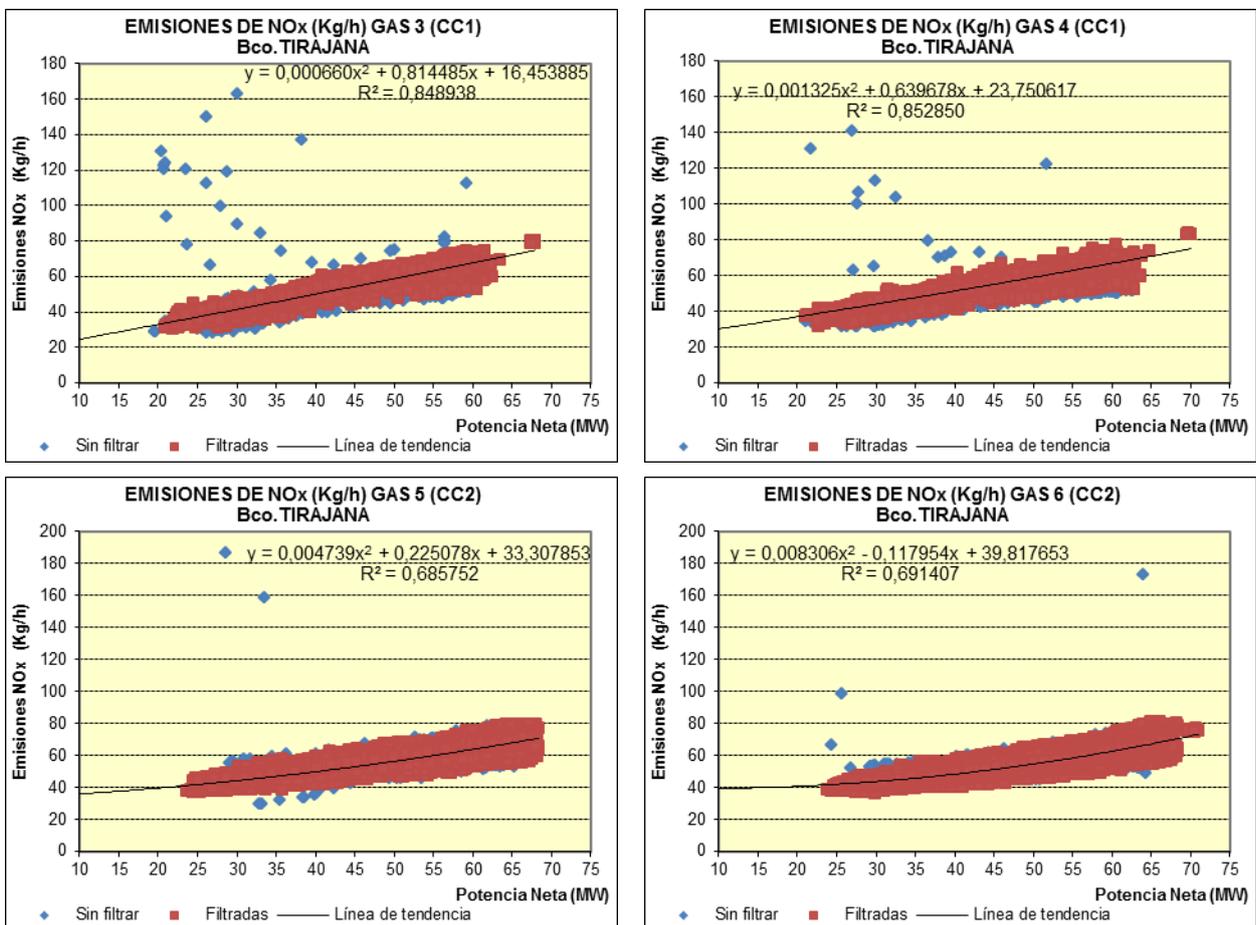


Figura 4.23. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del NO_x de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 – 2: Gas 3 - 6.

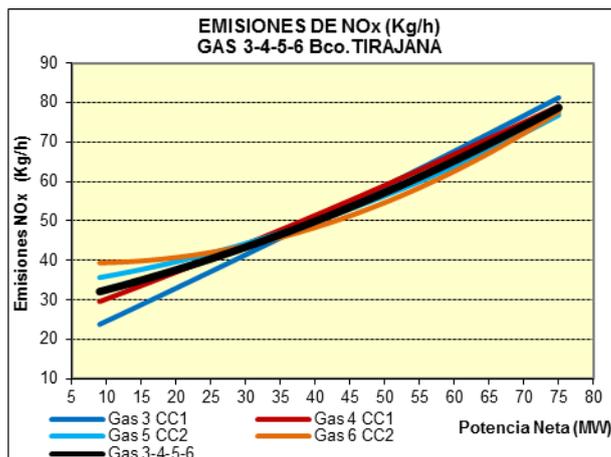


Figura 4.24. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de NO_x de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 – 2: Gas 3 - 6.

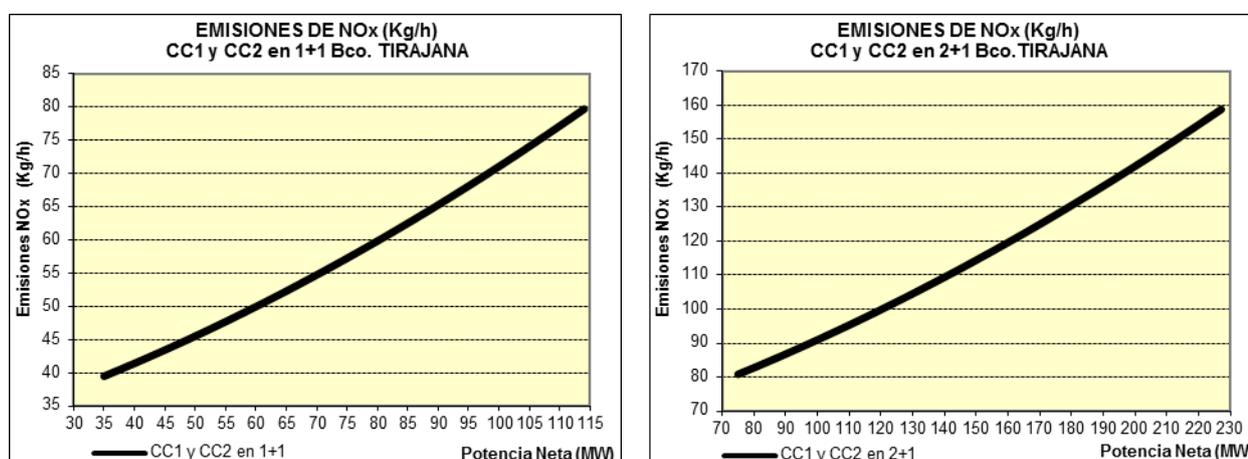


Figura 4.25. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de NO_x de los Ciclos Combinados 1 – 2.

4.4.4.1.1. Curvas de emisiones de SO₂, NO_x y PM₁₀ a partir de mediciones semestrales

Como ya se comentó en la Subsección 4.4.2.1, las turbinas de gas de Jinámar y Barranco de Tirajana no tienen obligación de tener medidas en continuo, pero sí de pasar inspecciones de emisiones cada 6 meses, para lo cual el propietario debe contratar a una empresa homologada. En la Tabla 4.30 se muestra un ejemplo de cómo viene la información de los informes semestrales que se vienen realizando, concretamente, el del primer semestre del año 2014, realizado por la empresa APPLUS.

En cada informe, según la AAI, se deben tomar tres medidas por encima del 70%, todas en un intervalo de 8 horas y repartidas uniformemente a lo largo del citado período. Esto da lugar a un número muy pequeño de medidas y todas muy cercanas a un mismo valor, por lo que es muy complicado obtener una curva característica de las emisiones con respecto a la potencia de generación. Para paliar esta falta de datos, se han utilizado los informes semestrales de los años 2011 a 2014.

En la Tabla 4.30 se puede ver que en las inspecciones se llevan a cabo 4 tomas de medidas, y se refleja el día y la potencia del grupo a la que se realizaron las mismas, así como la hora de cada una de ellas y las condiciones de entorno y de muestreo, mostrando los resultados con respecto tanto al %O₂ de medida como al %O₂ de referencia. Para seguir con la metodología de cálculo ya establecida para el caso de medidas en continuo, se utilizan los resultados medidos corregidos. Los datos que se utilizan para cada medida son:

SO₂ en mg/Nm³, partículas en mg/Nm³, NO_x en mg/Nm³, además de la potencia media bruta del grupo durante la toma de medida, en MW, y la temperatura de los gases en °C.

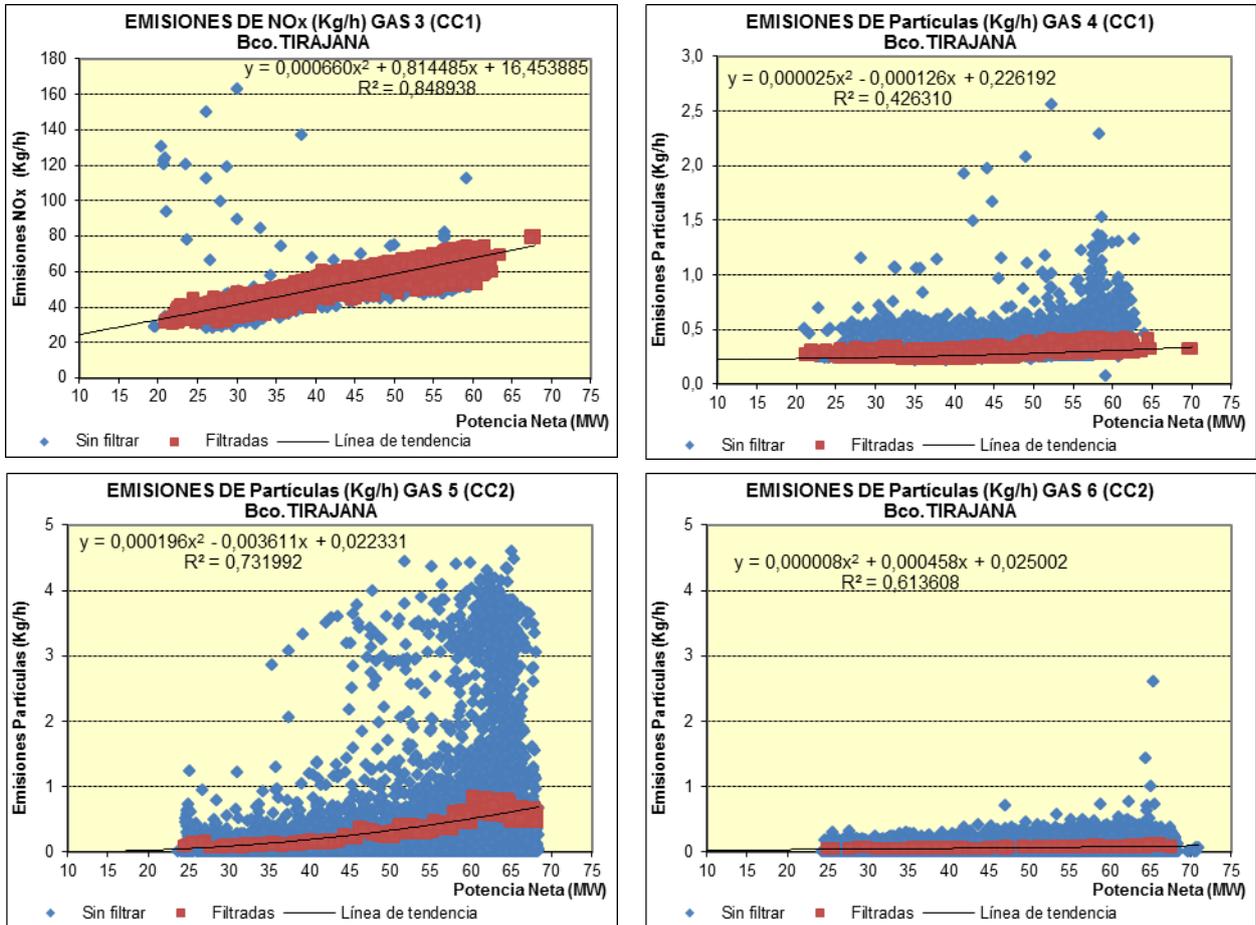


Figura 4.26. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del PM₁₀ de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 – 2: Gas 3 - 6.

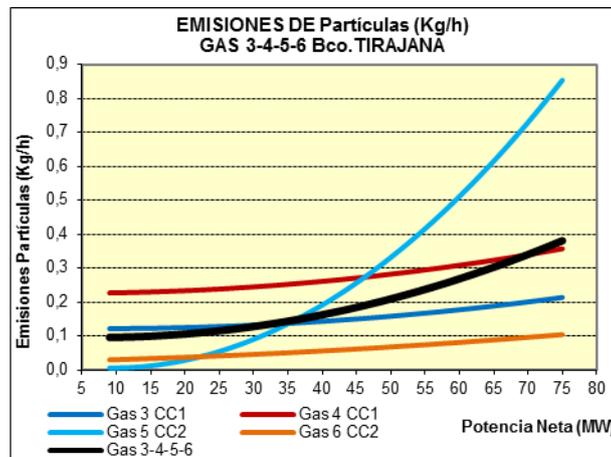


Figura 4.27. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de PM₁₀ de las turbinas de gas de los Ciclos Combinados 1 – 2: Gas 3 - 6.

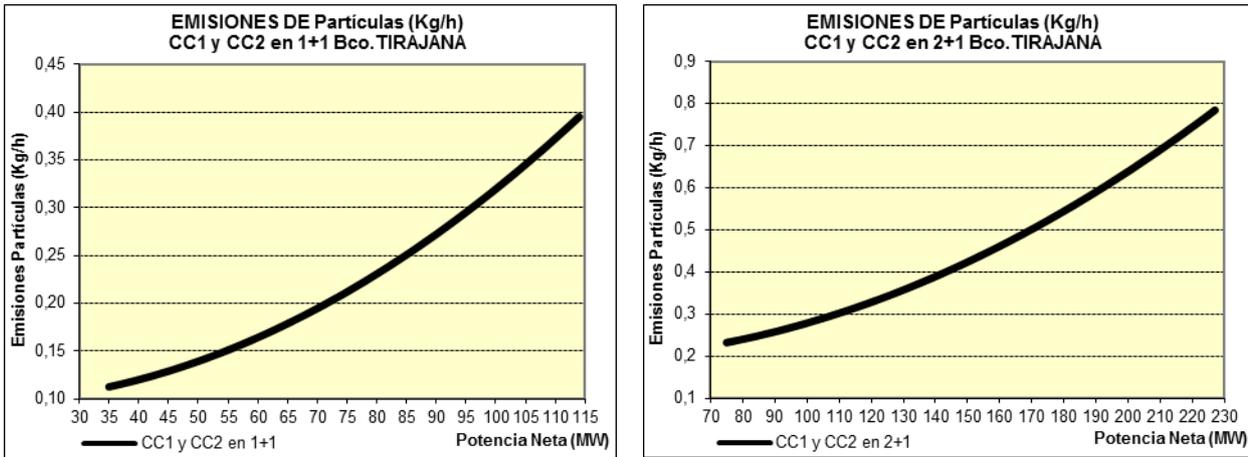


Figura 4.28. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de PM₁₀ de los Ciclos Combinados 1 – 2.

Por otro lado, se utilizará la metodología descrita en la EMEP/EEA Guía Inventario de Emisiones Contaminantes Atmosféricos-2013, de 29 de agosto de 2013 [46]. Según su Capítulo 1.A Combustión, de la Parte B Capítulos de Orientación sectorial, las emisiones de los diferentes contaminantes pueden calcularse de forma aproximada mediante la siguiente fórmula:

$$E_{contaminante} = DA_{combustible} \cdot FE_{contaminante} \tag{4.38}$$

donde

- $E_{contaminante}$ es la emisión del contaminante que se trate, en g de contaminante,
- $DA_{combustible}$ es el dato de actividad, en GJ de combustible, y
- $FE_{contaminante}$ es el factor de emisión del contaminante, en g/GJ (gramos de contaminante por Giga Julio de combustible).

En el caso de las turbinas de gas del SEP de Gran Canaria no hay ningún elemento de reducción de SO₂ ni de partículas, pero sí de NO_x, que es la inyección de agua. En el caso del SO₂, por tanto, se supondrá que todo el S contenido en el combustible se transforma en SO₂, por lo que se puede usar la siguiente fórmula para el cálculo del Factor de Emisión:

$$FE_{contaminante} = \frac{PM_{contaminante}}{PA_{EQ}} \cdot \frac{\%EQ_{contaminante}}{100} \cdot \frac{1}{PCI_{combustible}} \tag{4.39}$$

siendo:

- $PM_{contaminante}$ el peso molecular del contaminante que se trate, en g. En este caso, el SO₂ tiene un peso molecular de 64 g,
- PA_{EQ} el peso atómico del elemento químico que se combina con el O₂ para formar el contaminante, en g. En el caso se trata del S, que tiene un peso atómico de 32 g,
- $\%EQ_{combustible}$ el porcentaje del elemento químico que se trate en el combustible. En este caso será el %S que contiene el combustible,
- $PCI_{combustible}$ el poder calorífico inferior del combustible, en GJ/g (Giga Julio por gramo de combustible).

Tabla 4.30. Central Térmica de Jinámar: ejemplo de informe mensual de las medidas medias horarias.

10. Resultados Central Térmica

10.1. TURBINA DE GAS 1

DATOS GENERALES					
Fecha de Inspección:	07/04/2014				
Producción el día de inspección:	15 MW (94% de la carga eléctrica base disponible durante el periodo de muestreo que son 16 W – dato extraído del Parte Diario de Control: Cargas Activas y Potencia Disponible Bruta de las Máquinas).				
	1ª medida	2ª medida	3ª medida	4ª medida	MEDIA
DATOS DE MUESTREO					
Hora de comienzo del muestreo	8:55	10:07	11:22	14:15	- - -
Duración de muestreo (min.)	60	60	60	60	60
Presión ambiente (Kpa)	101,4	101,5	101,6	101,5	101,5
Temperatura chimenea (°C)	417	411	413	413	414
Temperatura de filtración(°C)	165	166	164	164	165
Temperatura medidor del gas (°C)	21,4	26,4	27,6	27,5	25,7
Humedad de los humos (%)	4,86	4,29	4,39	4,46	4,50
Volumen seco condiciones normales (Nm ³)	1,769	1,694	1,728	1,692	1,721
Velocidad de los gases (m/s)	58,7	57,6	58,2	58,0	58,1
Caudal seco condiciones normales (Nm ³ /h)	520.896	519.476	522.437	520.838	520.912
Isocinetismo (%) ¹	113	109	110	108	110
Peso partículas (mg) (filtro+disoluc. lavado)	< 1**	1,5	1,5	2,5	< 1,6
mg SO ₂	26,6	22,3	22,4	21,4	23,2
Concentración de O ₂ (% en volumen)	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Concentración de CO ₂ (% en volumen)*	3,6	3,5	3,6	3,6	3,6
Resultados ensayo de fugas al inicio (cc/min)	32	30	30	34	32
Resultados ensayo de fugas al final (cc/min)	38	36	35	39	37
Criterio de fugas (Cumple si < 0,5 l/min)	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	- - -
RESULTADOS					
Concentración partículas (b. s.) (mg/m ³ N)	1**	1	1	1	1
Concentración de NO _x (b. s.) (mg/m ³ N)	64	60	60	60	61
Concentración de SO ₂ (mg/m ³ N)	15	13	13	13	13
Concentración de CO (mg/m ³ N)	13	14	14	13	13
RESULTADOS AL 15 % O ₂ ²					
Concentración partículas (b. s.) (mg/m ³ N)	1**	1±0,5	1±0,4	2±0,5	1
Concentración de NO _x (base seca) (mg/m ³ N)	96±11	90±10	90±10	90±10	92
Concentración de SO ₂ (mg/m ³ N)	23±3	20±2	20±2	19±2	20
Concentración de CO (mg/m ³ N)	19	21	21	19	20
	Partículas	NO _x	SO ₂	CO	
Tasa media de emisión horaria (Kg/h)	0,49	31,56	7,01	6,84	
Resultados blancos de muestreo (mg/Nm ³)	< 0,29	- - -	< 0,20	- - -	
LÍMITES SEGÚN AAI Resolución nº 5/2014. Capítulo 3.1.2.3. Valores límite de emisión de contaminantes a la atmósfera en las Turbinas de Gas.	Partículas: 20 mg/m ³ N SO ₂ : 60 mg/m ³ N NO _x : 120 mg/m ³ N				
NOTA: **Valor inferior al límite de cuantificación del laboratorio.					

¹ Diámetro de boquilla utilizada: 5,0 mm

² Valores expresados en mg/m³N (101,325 kPa y 273,15K) sobre gas seco, con un contenido del 15% de O₂.

En los casos del NO_x y de las partículas el problema es diferente. En el primer caso, el N contenido en el combustible no es el único responsable del NO_x emitido, sino que hay una gran parte del N contenido en el aire que se transforma en NO_x (es el denominado NO_x térmico). En el caso de las partículas, no se conoce la composición de las mismas en el combustible, por lo que no se conoce cuál puede ser su emisión correspondiente. En estos casos, se pueden utilizar los factores de emisión medios típicos publicados en la EMEP/EEA, que para el caso de turbinas de gas con gasoil son 398 g/GJ (FE_{NO_x}) y 1,95 g/GJ (FE_{PM10}), respectivamente (ver Tabla 3-18 en [46]).

4. El SEP de Gran Canaria

Tabla 4.31. SEP de Gran Canaria: valores de las analíticas mensuales utilizados para ajustar las curvas de emisiones de SO₂, NO_x y PM₁₀, a partir de mediciones semestrales.

CARACTERÍSTICAS GASOIL 0,1% S JINÁMAR (Gas 1-2-3)											
Composicion	JUN 2011	NOV 2011	MAY 2012	OCT 2012	ABR 2013	SEPT 2013	ABR 2014	SEP 2014	Promedio	Desv standard	% Des.St./ media
% H	13,30	12,99	13,18	13,20	13,17	13,14	13,09	13,19	13,16	0,090	0,68%
% C	86,43	86,53	86,43	87,18	86,48	86,61	86,10	85,57	86,42	0,456	0,53%
% S	0,0677	0,0909	0,0992	0,0647	0,0620	0,0193	0,0366	0,0714	0,0640	0,026	40,87%
% N	0,0139	0,0184	0,0142	0,0148	0,0159	0,0127	0,0151	0,0102	0,0144	0,002	16,54%
% O	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	-
P.C.I. (Mcal/Kg)	10,309	10,188	10,190	10,163	10,262	10,201	10,224	10,190	10,216	0,048	0,47%

CARACTERÍSTICAS GASOIL 0,1% S BARRANCO DE TIRAJANA (Gas 1)											
Composicion	JUN 2011	NOV 2011	MAR 2012	NOV 2012	ABR 2013	SEPT 2013	ABR 2014	NOV 2014	Promedio	Desv standard	% Des.St./ media
% H	13,26	13,21	13,37	13,12	13,12	12,67	13,15	12,99	13,11	0,210	1,60%
% C	85,94	86,25	86,07	85,72	86,60	87,24	86,27	86,38	86,31	0,463	0,54%
% S	0,0743	0,0933	0,0609	0,0753	0,0429	0,0423	0,0071	0,0445	0,0551	0,027	48,52%
% N	0,0156	0,0096	0,0102	0,0202	0,0175	0,0406	0,0055	0,0128	0,0165	0,011	65,53%
% O	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	-
P.C.I. (Mcal/Kg)	10,259	10,211	10,233	10,144	10,184	10,135	10,228	10,219	10,202	0,044	0,43%

CARACTERÍSTICAS GASOIL 0,1% S BARRANCO DE TIRAJANA (Gas 2)											
Composicion	MAY 2011	SEP 2011	MAR 2012	AGO 2012	ABR 2013	SEPT 2013	ABR 2014	NOV 2014	Promedio	Desv standard	% Des.St./ media
% H	12,87	12,93	13,37	12,77	13,12	12,67	13,15	12,99	12,98	0,225	1,74%
% C	86,50	86,67	86,07	86,84	86,60	87,24	86,27	86,38	86,57	0,361	0,42%
% S	0,0553	0,0614	0,0609	0,0797	0,0429	0,0423	0,0071	0,0445	0,0493	0,021	42,96%
% N	0,0256	0,0265	0,0102	0,0305	0,0175	0,0406	0,0055	0,0128	0,0212	0,012	55,43%
% O	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	-
P.C.I. (Mcal/Kg)	10,216	10,165	10,233	10,269	10,184	10,135	10,228	10,219	10,206	0,043	0,42%

Se debería conocer también el efecto reductor que tiene la inyección de agua en las emisiones de NO_x, aunque en la EMEP/EEA no aparece ningún valor asociado a la reducción típica que se consigue con sistemas de inyección de agua en turbinas. Para el caso de las partículas, no hay en estos grupos ningún elemento reductor.

No obstante, puesto que se dispone de una serie de puntos obtenidos de las medidas de emisiones semestrales, lo que se hace, en esta Tesis, es trasladar la curva que se obtiene con los valores de factores de emisión medios anteriores, a los obtenidos por medio de las mediciones reales. De esta forma se considera implícitamente la posible reducción de la técnica aplicada en cada grupo, o la reducción o el incremento debido a la diferencia del factor de emisión real con respecto al medio considerado.

En el caso del NO_x, en la mayoría de los casos, esta traslación de las curvas obtenidas a partir de los factores de emisión medios, da lugar a valores negativos por encima del mínimo técnico, lo cual es ilógico. Para subsanar este problema, lo que se hizo fue utilizar la forma de la curva de grupos similares obtenidas a partir de mediciones en continuo, como son las curvas de las turbinas de gas de los ciclos combinados de la C.T. Bco. Tirajana. Se obtuvo así una curva intermedia entre la trasladada y la curva ya conocida, de tal manera que, por encima de los mínimos técnicos, ya se obtienen valores positivos de emisiones de NO_x. Con los valores resultantes se obtuvo la curva de regresión. Para grupos iguales se toma la curva media de entre las obtenidas para cada grupo, siguiendo el mismo criterio que se utiliza para las curvas características de costes.

Todos estos cálculos y regresiones se han obtenido con el Excel de Microsoft Office. En la Tabla 4.31 se pueden ver los valores utilizados de las analíticas mensuales.

En las Figuras 4.29-4.35 se muestran las diferentes curvas de emisiones obtenidas, a partir de mediciones semestrales, para las turbinas de gas de la Central Térmica de Jinámar.

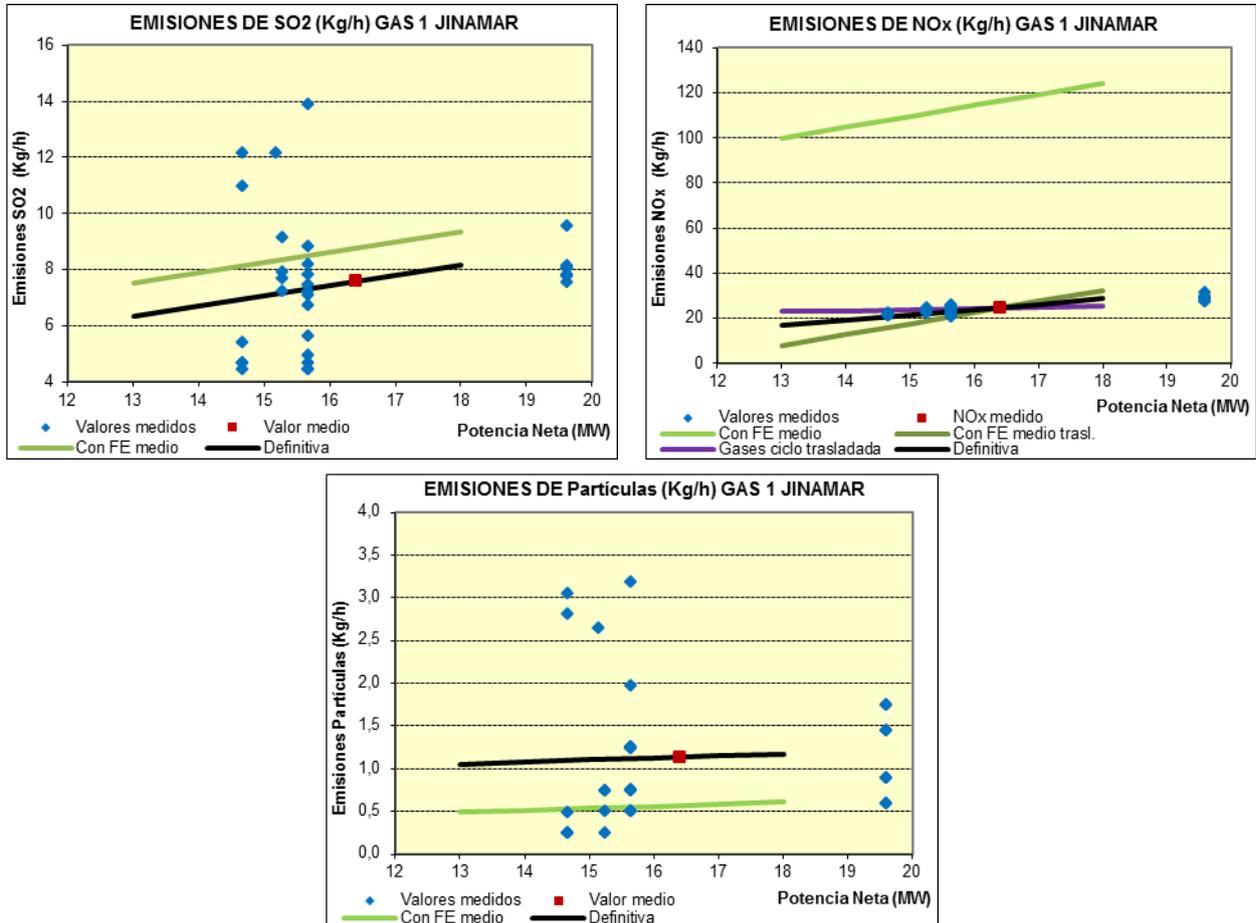


Figura 4.29. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión de las emisiones de SO₂, NO_x y PM₁₀, de la turbina de gas Gas 1.

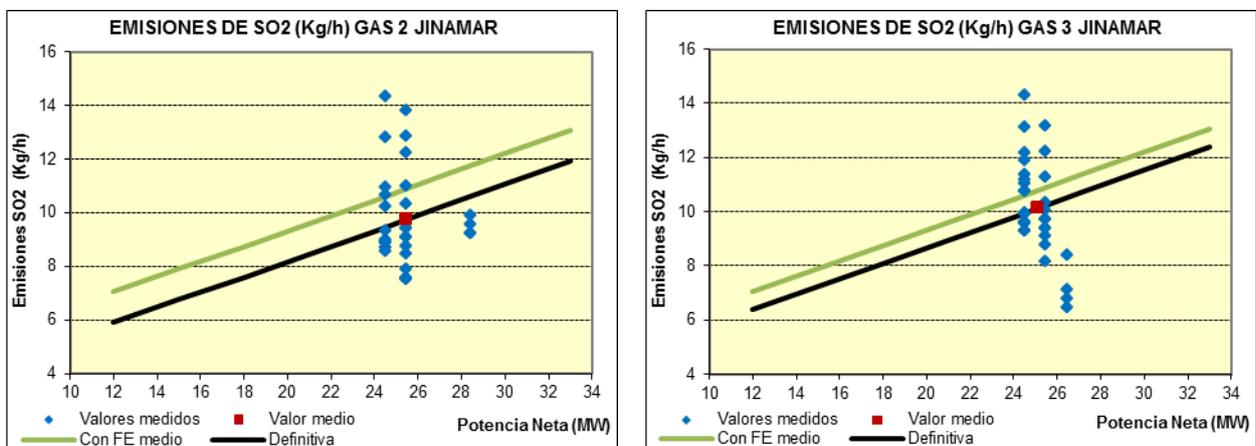


Figura 4.30. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del SO₂ de las turbinas de gas Gas 2 - 3.

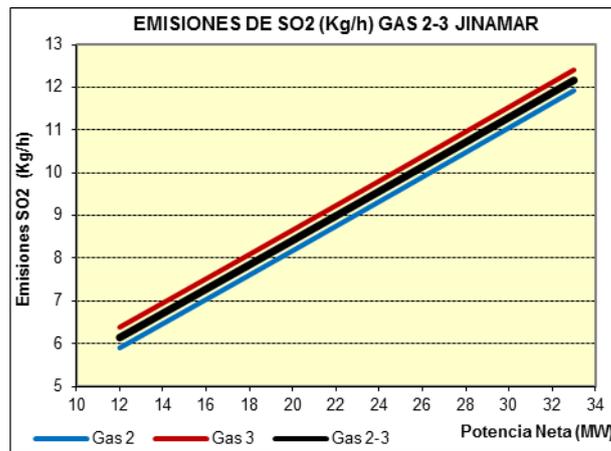


Figura 4.31. Central Térmica Jinámar: curvas de SO₂ de las turbinas de gas Gas 2 - 3.

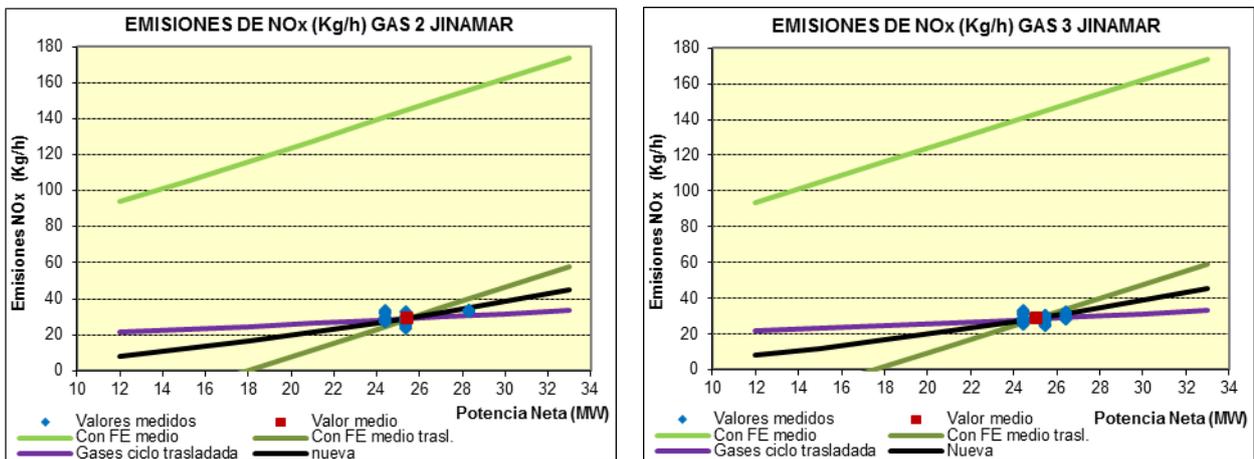


Figura 4.32. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del NO_x de las turbinas de gas Gas 2 - 3.

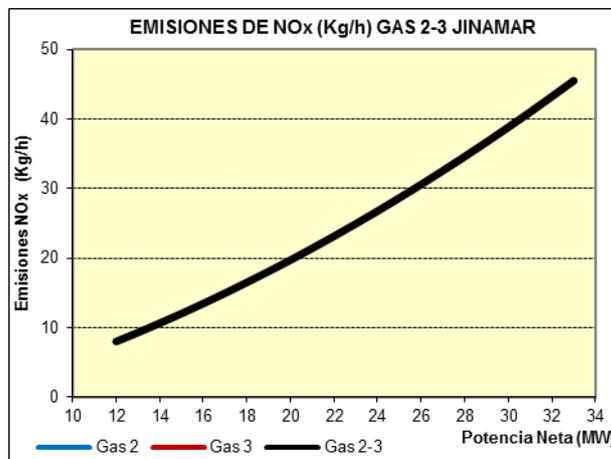


Figura 4.33. Central Térmica Jinámar: curvas de NO_x de las turbinas de gas Gas 2 - 3.

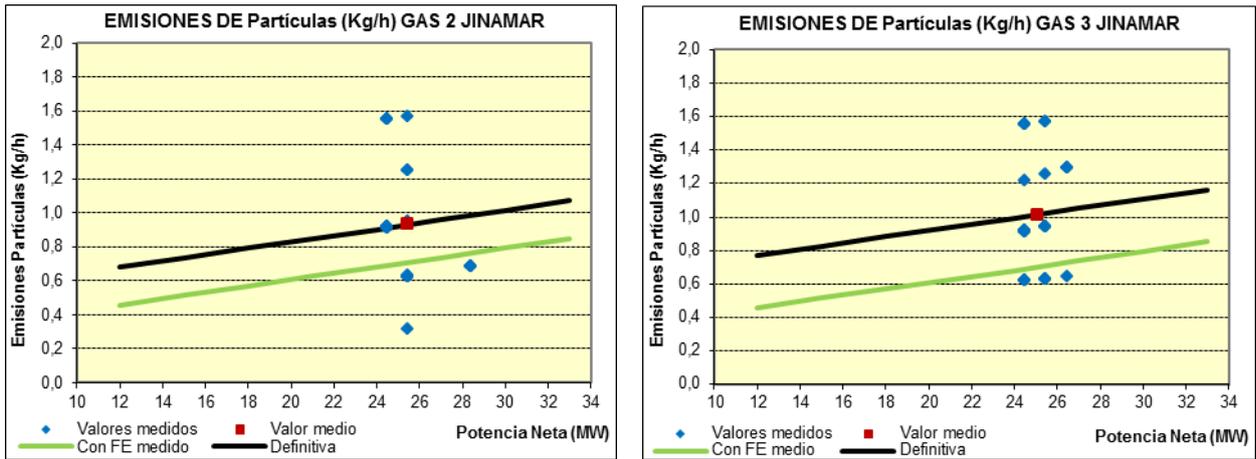


Figura 4.34. Central Térmica Jinámar: datos y curvas de regresión del PM₁₀ de las turbinas de gas Gas 2 - 3.

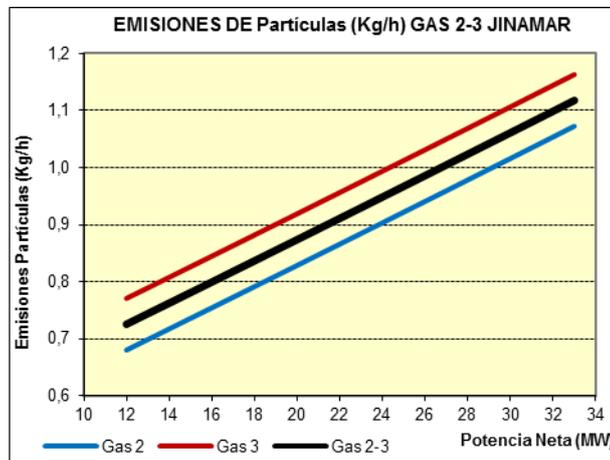


Figura 4.35. Central Térmica Jinámar: curvas de PM₁₀ de las turbinas de gas Gas 2 - 3.

En las Figuras 4.36-4.41 se muestran las diferentes curvas de emisiones obtenidas, a partir de mediciones semestrales, para las turbinas de gas de la Central Térmica Barranco de Tirajana.

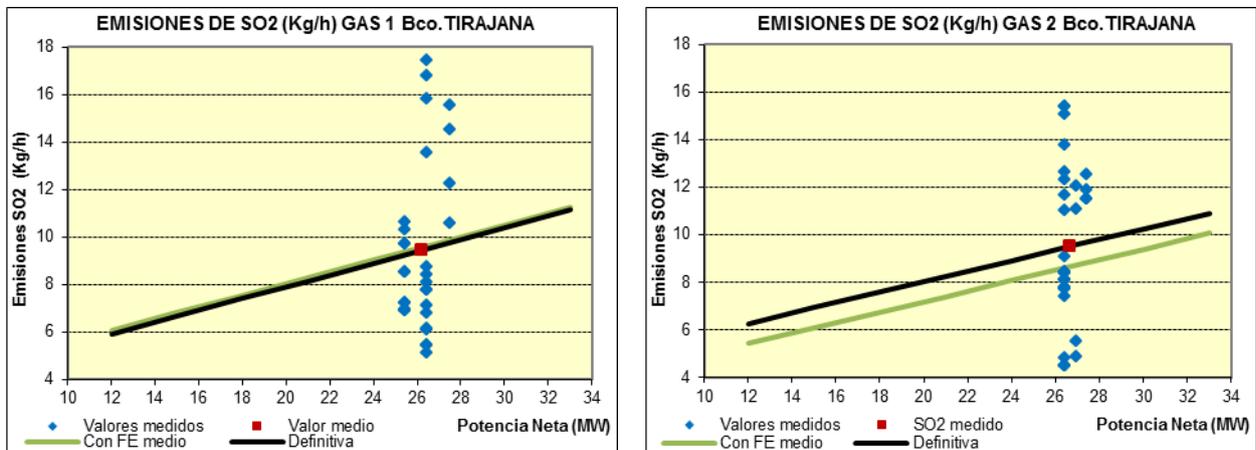


Figura 4.36. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del SO₂ de las turbinas de gas Gas 1 - 2.

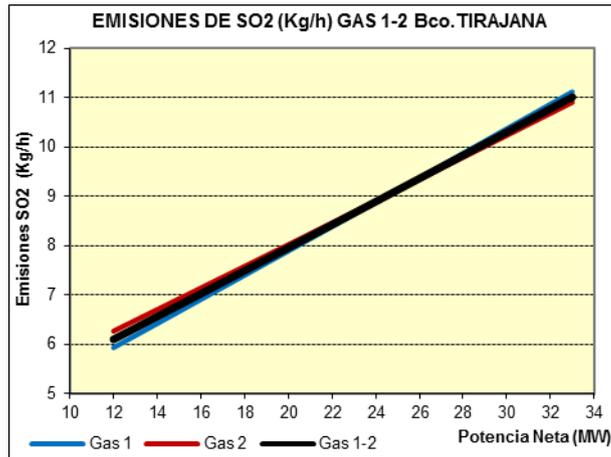


Figura 4.37. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de SO₂ de las turbinas de gas Gas 1 - 2.

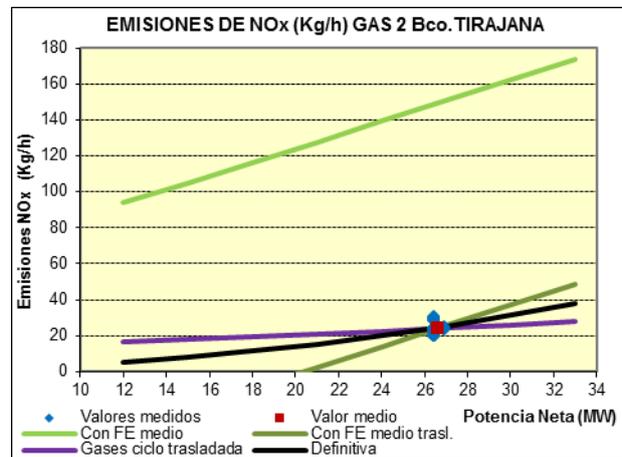
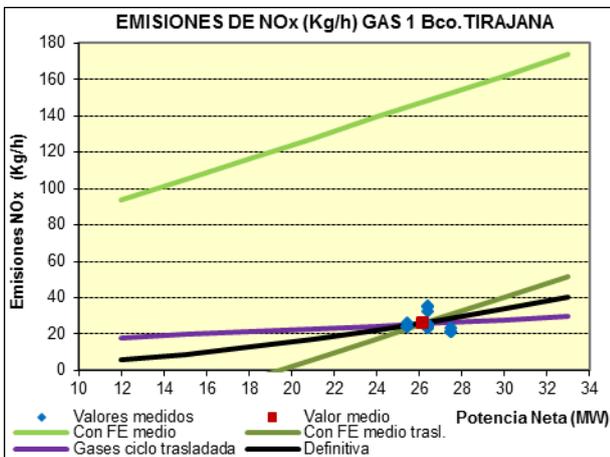


Figura 4.38. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del NO_x de las turbinas de gas Gas 1 - 2.

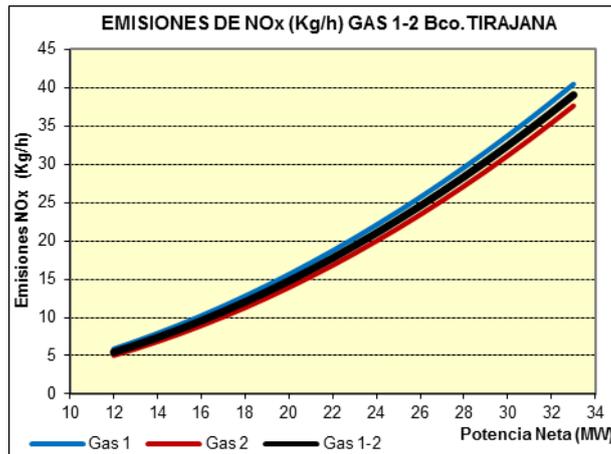


Figura 4.39. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de NO_x de las turbinas de gas Gas 1 - 2.

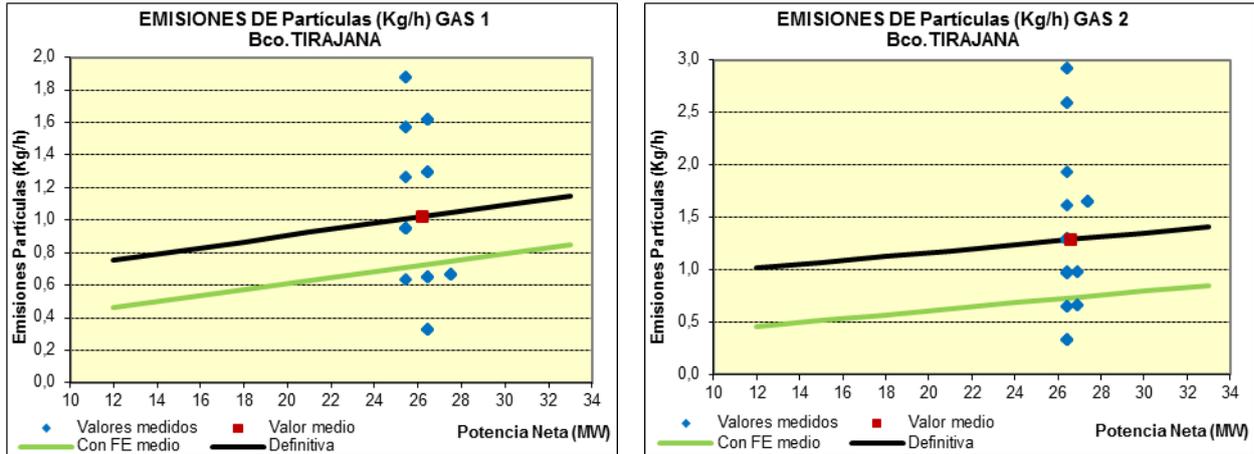


Figura 4.40. Central Térmica Bco. Tirajana: datos y curvas de regresión del PM₁₀ de las turbinas de gas Gas 1 - 2.

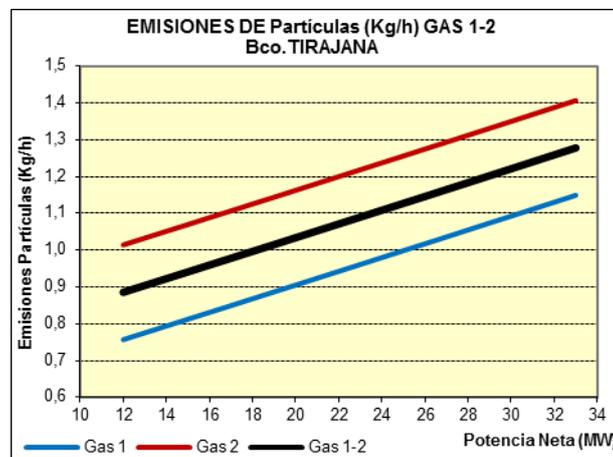


Figura 4.41. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de PM₁₀ de las turbinas de gas Gas 1 - 2.

4.4.4.1.2. Curvas de emisiones de CO₂

Para la obtención de las curvas de emisiones de CO₂ se utilizó el método descrito en los Planes de Seguimiento de CO₂ de las centrales de Jinámar y Bco. Tirajana (ver Subsección 4.4.3.1).

Para el cálculo de los factores de emisión se utilizaron los valores del %C y del Poder Calorífico Inferior medio del año, para cada tipo de combustible considerado, en el cálculo de las emisiones de SO₂, NO_x y Partículas. De igual forma, para obtener el caudal de combustible se utilizaron las curvas de consumo térmico oficiales (ver apartado 4.3.1.1.1), en Mcal/h. Por lo que se consideraron también los valores de los Poderes Caloríficos Inferiores en Mcal/kg.

Según el Capítulo 1 del “Inventario Nacional de Emisiones a la Atmósfera 1990-2012. Volumen 2: Análisis por Actividades SNAP” [47], el valor por defecto para el factor de oxidación es 0,99 para los combustibles líquidos, considerando que todo el carbono oxidado se emite como CO₂, de acuerdo con el planteamiento de las metodologías IPCC y EMEP/EEA, como se indica en dicho inventario.

De acuerdo con la metodología descrita y con este factor de oxidación se obtienen las curvas que se muestran en las Figuras 4.42-4.44.

4. El SEP de Gran Canaria

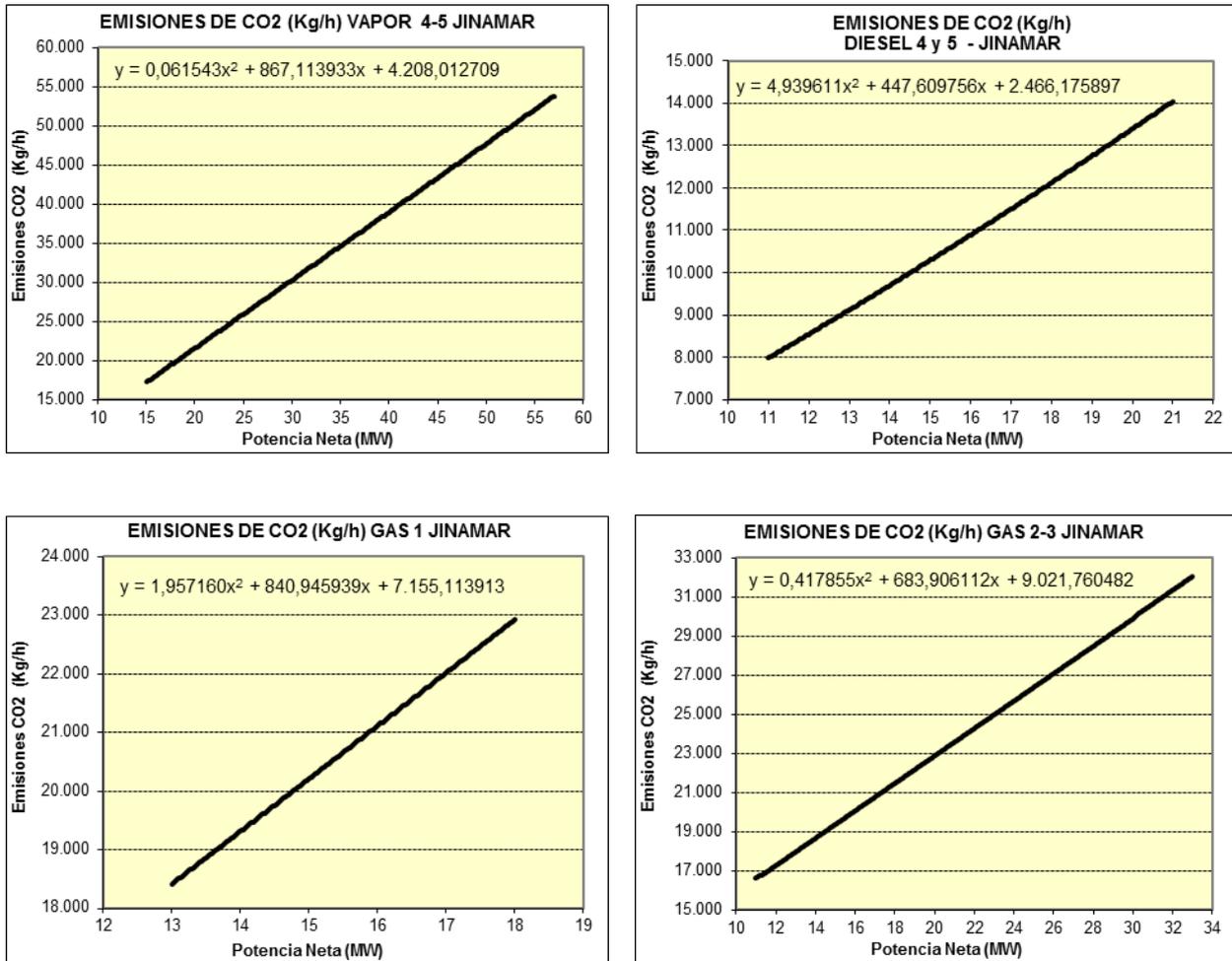


Figura 4.42. Central Térmica Jinámar: curvas de emisiones de CO₂ de los grupos.

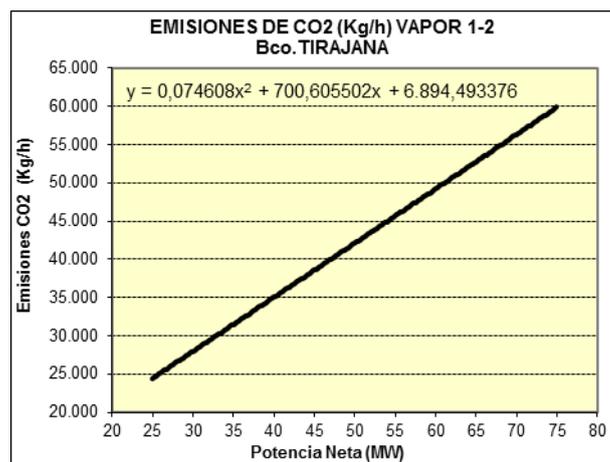


Figura 4.43. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de emisiones de CO₂ de los grupos de Vapor 1 - 2.

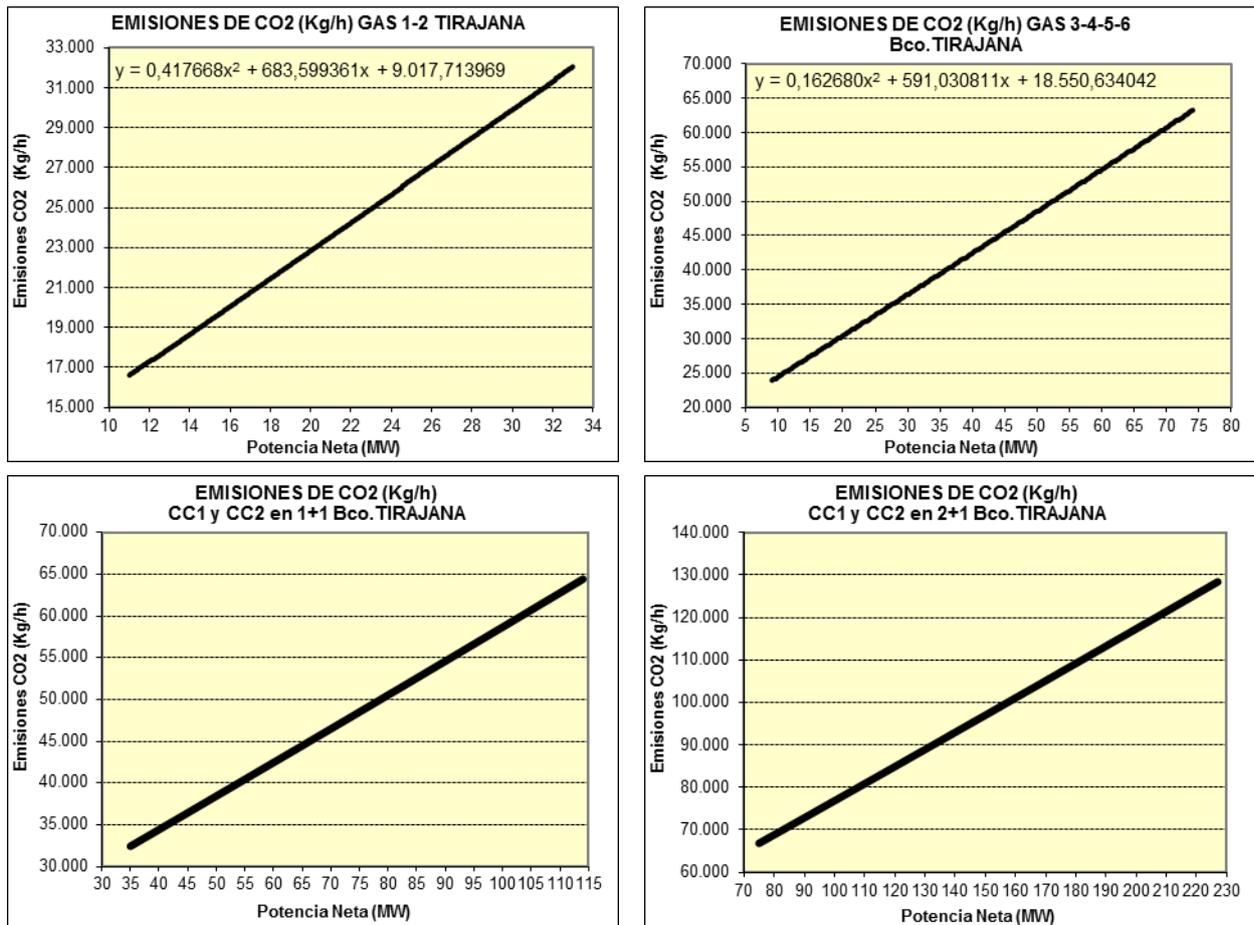


Figura 4.44. Central Térmica Bco. Tirajana: curvas de emisiones de CO₂ de los Ciclos Combinados 1 - 2.

4.4.4.1. Restricciones medioambientales por valores de concentración de contaminantes

Según se ha podido ver en la reglamentación medioambiental, la principal restricción medioambiental existente es la relacionada con la concentración de contaminantes que se emiten por los focos de las unidades generadoras. En este sentido, y después de obtener las curvas de regresión mostradas en los subpartados anteriores, es conveniente obtener las curvas de concentración de cada contaminante a partir de dichas regresiones, con el fin de verificar que en ningún momento las unidades sobrepasarán los límites oficiales.

En las Figuras 4-45-4.48 se muestran las curvas de concentraciones de cada una de las unidades junto con los límites legales establecidos (Valores Límites de Emisiones –VLE).

Se puede observar que en ningún caso se sobrepasan los valores límites establecidos, salvo en el caso de los grupos Vapor 4 y 5 de Jinámar con respecto a las emisiones de NO_x. No obstante, según el artículo 14 del Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, en el caso de mediciones en continuo, se considera que se respetan los valores límites de emisión si en la valoración de los resultados, en un año natural, ningún valor medio mensual supera los valores límites de emisión y, en el caso del NO_x, un 95% de todos los valores medios de cada 48 horas no rebasa el 110% de los valores límites de emisión (lo mismo indica para el SO₂, pero en este caso se admite un 97% de los valores que no superen el 110%).

4. El SEP de Gran Canaria

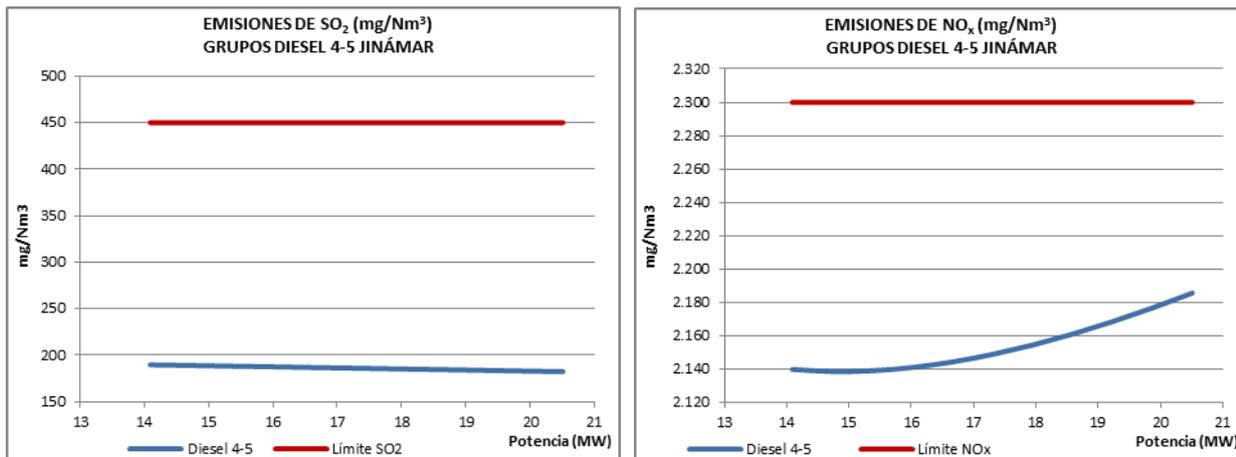


Figura 4.45. Central Térmica Jinámar: curvas de concentraciones de SO₂ y NO_x de los grupos Diésel 4 – 5, junto con los límites legales establecidos para dichos grupos.

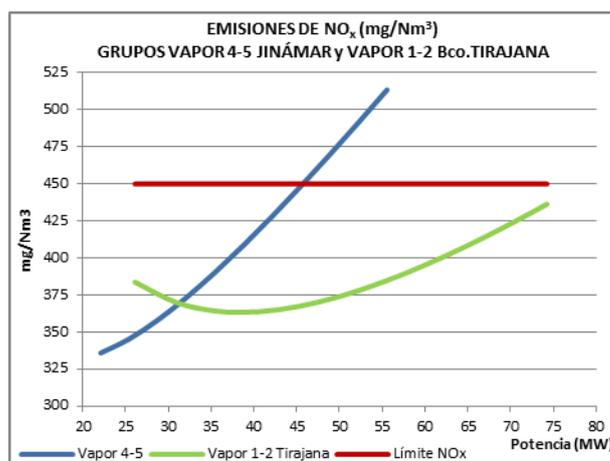
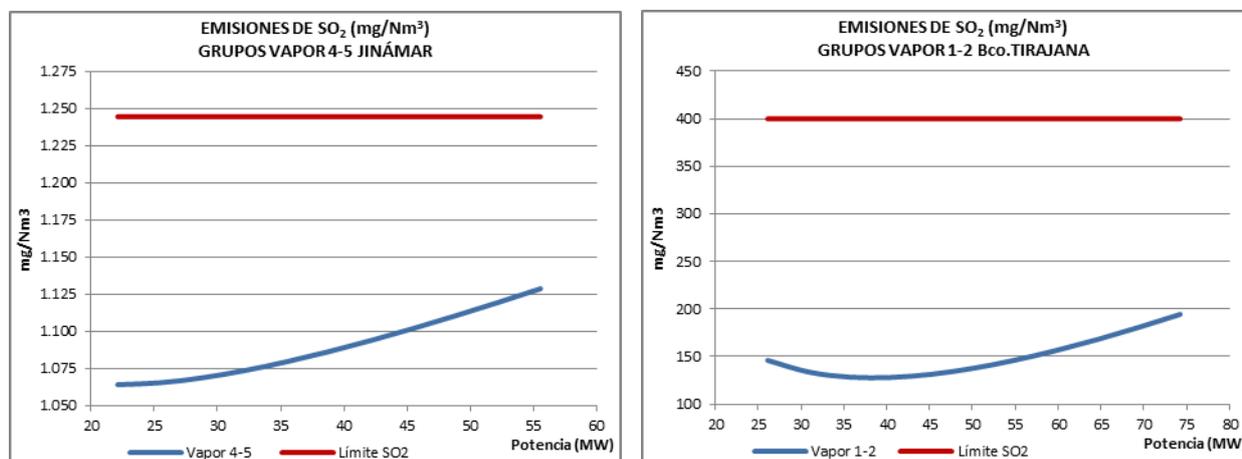


Figura 4.46. SEP de Gran Canaria: curvas de concentraciones de SO₂ y NO_x de los grupos de vapor (Vapor 4 – 5 de la C.T. Jinámar y Vapor 1 – 2 de la C.T. Bco. Tirajana), junto con los límites legales establecidos para dichos grupos.

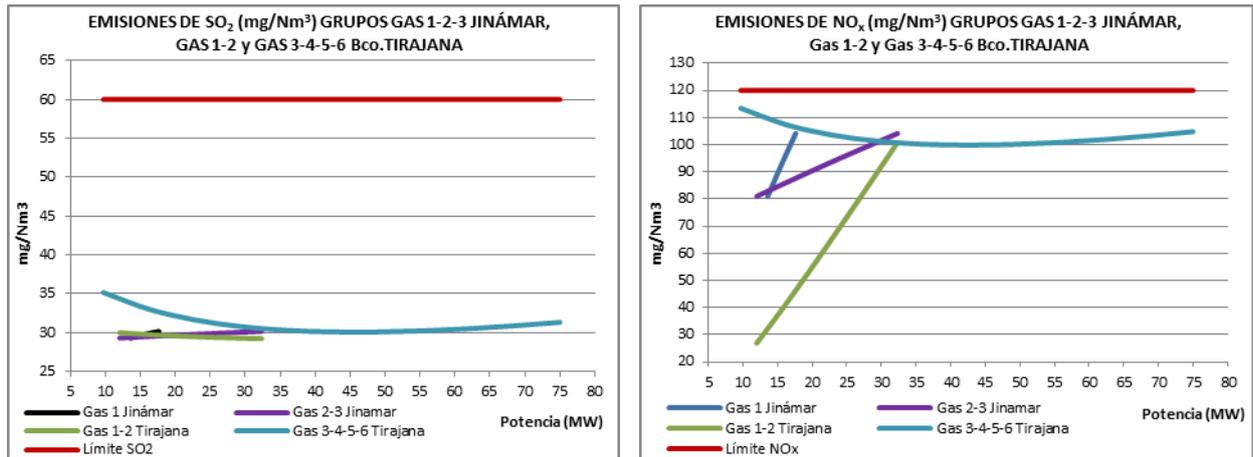


Figura 4.47. SEP de Gran Canaria: curva de concentraciones de SO₂ y NO_x de los grupos de gas, junto con los límites legales establecidos para dichos grupos.

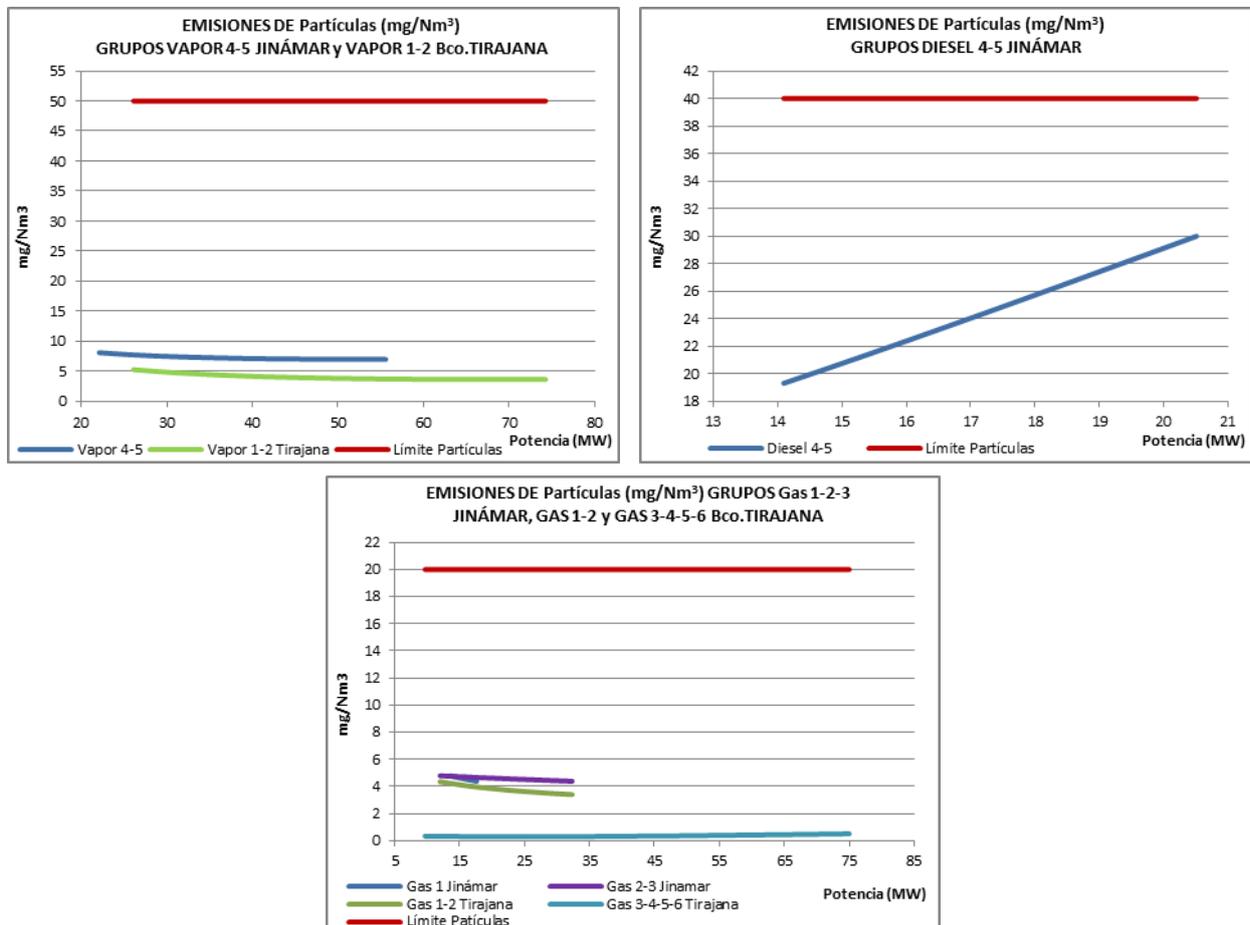


Figura 4.48. SEP de Gran Canaria: curva de concentraciones de PM₁₀ de los grupos junto con sus límites legales establecidos.

En la resolución del caso real considerado, el SEP de Gran Canaria, se considerará un período de 24 horas. Puesto que, salvo que haya condiciones muy diferentes de un día a otro, los resultados serán muy parecidos para dos días consecutivos, se supone que las limitaciones anteriores son válidas para dicho período de 24 horas. El valor para el cual los grupos Vapor 4 y 5 de Jinámar superan el 110% del VLE de

4. El SEP de Gran Canaria

NO_x es 52,75 MW, por tanto, siempre y cuando la potencia media en el período de estudio de las 24 horas no supere este valor, no se considerará ninguna restricción de potencia para estos grupos.

En caso de que la potencia media supere este valor, se resolverá de nuevo el despacho de potencias limitando este grupo a esta potencia. Esto se hará siempre que en la resolución multiobjetivo entren en juego las emisiones de NO_x.

4.5. Características de costes-potencias y emisiones-potencias

En todo problema real hay que tener en cuenta el trasfondo físico de las ecuaciones o representaciones que se manejan. Es conveniente pues hacer una reflexión sobre las curvas representativas de los costes o de las emisiones.

Estas curvas salen de las pruebas reales que se les hace a las unidades generadoras en unas condiciones de estabilidad y de carga determinadas con los consiguientes ajustes en función de las condiciones atmosféricas con respecto a unas de referencia.

En el caso de las curvas de coste, éstas se obtienen a través de las curvas de consumo térmico de combustible de los grupos, y éstas a su vez, se calculan directamente a través de las medidas de los contadores de energía y de combustible, en el caso de grupos que utilizan combustible líquidos, o indirectamente mediante el método de pérdidas separadas en grupos que queman combustibles sólidos como el carbón. En cualquier caso, se suelen hacer pruebas a varias cargas manteniendo la estabilidad del grupo durante un cierto período de tiempo, durante el cual se toman las variables que permiten determinar el consumo térmico de la unidad generadora. Normalmente, suele hacerse estas pruebas a mínimo técnico, carga máxima y dos cargas intermedias, repitiéndose ambas de forma no consecutiva, de tal manera que se tiene un par de datos para cada nivel de carga, con lo que se dispone de un número suficiente de puntos para obtener la curva de regresión representativa del consumo térmico del grupo en función de su potencia de generación.

Las curvas así obtenidas se denominan “Características de consumo de combustible – generación” y son la base de partida para establecer el reparto óptimo de una demanda de carga entre varias unidades generadoras que funcionan en paralelo para satisfacer dicha demanda.

El consumo de combustible suele expresarse en kcal/h y la generación en MW, obteniéndose a partir de ella la característica de coste de combustible-generación multiplicando por el coste de combustible, en €/kcal, correspondiente al combustible utilizado en cada unidad generadora.

Puesto que normalmente existen unidades dentro de un mismo sistema que utilizan combustibles diferentes con diferentes precios o, siendo el mismo combustible, tienen diferentes precios por diversas razones (costes de transporte, logística, etc.) es importante utilizar las características de coste de combustible-generación para obtener el despacho económico.

En la Figura 4.49 se pueden ver las curvas de cada uno de los grupos del SEP de Gran Canaria. Se puede observar que a mayor potencia generada se tiene un mayor consumo de combustible, o dicho de otra manera, para poder subir de carga desde un determinado nivel de potencia es necesario inyectar más combustible a la unidad generadora y, por lo tanto, hay un mayor consumo de combustible total. Por tanto, las características de coste de combustible-generación deben ser crecientes en todo su rango de funcionamiento estable (desde mínimo técnico a máxima carga).

Con respecto a las características de emisiones-generación hay que decir que si hay un mayor consumo de combustible a medida que se aumenta la potencia generada en un grupo, lo lógico es que se aumenten las emisiones globales, ya que quemar más combustible supone directamente producir más contaminantes. En este sentido habría que decir que las características de emisiones-generación deben ser también crecientes en todo su rango de funcionamiento estable (desde mínimo técnico a máxima carga). En las

gráficas de la Figura 4.50 se puede ver que esto se cumple para cada uno de los contaminantes en estudio, para el caso real considerado del SEP de Gran Canaria.

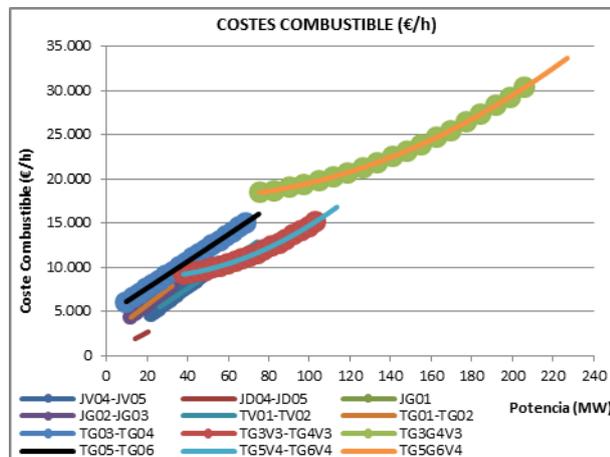


Figura 4.49. SEP de Gran Canaria: curvas de los costes de combustible de los grupos en función de la potencia despachada.

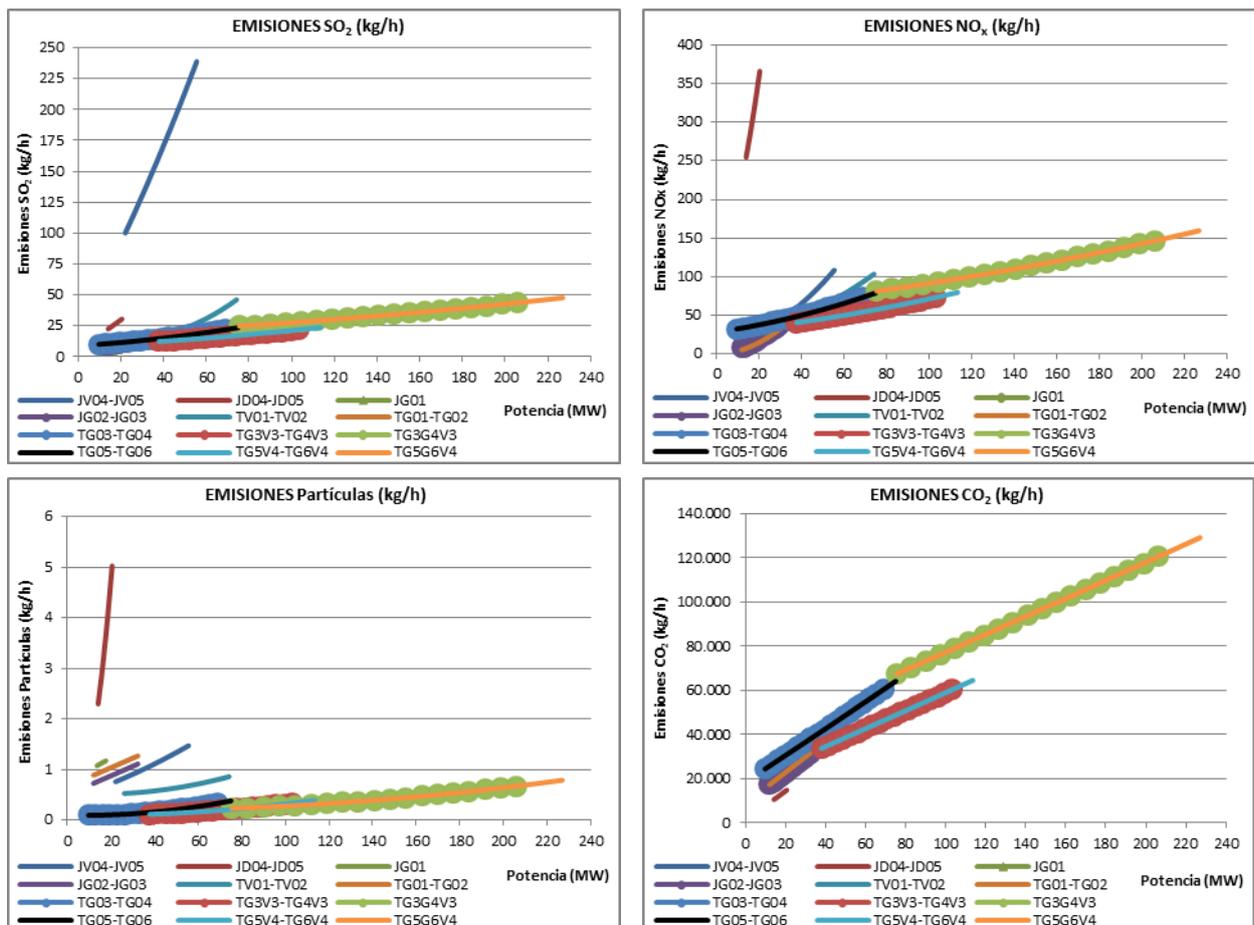


Figura 4.50. SEP de Gran Canaria: curvas de emisiones de los grupos en función de la potencia despachada.

Todo esto debe tenerse en cuenta a la hora de hacer las regresiones a partir de los puntos obtenidos en las pruebas de consumo y de emisiones, ya que, al disponer de un número discreto de puntos de muestreo, la curva que se obtenga puede ser no coherente debido, quizás, entre otras cosas, a las incertidumbres de

4. El SEP de Gran Canaria

los equipos de medida, a los ajustes realizados por las desviaciones con respecto a las condiciones de referencia y porque es muy difícil obtener dos datos exactamente iguales a la misma carga aunque se extremen las precauciones para mantener todas las condiciones idénticas.

Esto incluso debe extremarse aún más cuando se pretende obtener una curva representativa a partir de la media de otras curvas obtenidas de unidades diferentes o medidas en condiciones diferentes, ya que se corre el riesgo de salir curvas que luego no tienen un sentido físico real.

Antes de entrar a valorar cuantitativamente cuáles son los parámetros a considerar y los valores para los cuales las curvas pueden considerarse factibles, es importante introducir el concepto de otras dos características representativas de las unidades generadoras; éstas son la característica de coste específico de combustible y la característica de coste incremental de combustible.

El coste específico de combustible se obtiene dividiendo el coste de combustible por hora de una unidad generadora por la generación. En la Figura 4.51 se representan las curvas correspondientes a las unidades SEP de Gran Canaria. En este caso las curvas son razonablemente coherentes con respecto al comportamiento real de los grupos, ya que, aunque a mayor potencia generada se consume mayor combustible en conjunto, al hacer la media del consumo total frente a la potencia total generada se obtiene que a mayor nivel de carga se reduce el valor medio del cociente entre el combustible consumido y los MW producidos. Esto suele ocurrir desde el mínimo técnico de la unidad generadora y un valor comprendido entre el 75 y el 100%, dependiendo de cada tipo de grupo generador, ya que en el intervalo entre el 75 y el 100% en algunas unidades generadoras, debido a diferentes procesos físicos complicados de explicar y que se salen del objeto de este documento, se producen pérdidas que hacen reducir el rendimiento de la misma (abatimiento del vapor en la última etapa de la turbina de vapor por encima del 90% ocasionando mayores pérdidas, limitación de la presión de compresión en grupos diésel por encima del 80-85% que hacen empeorar su rendimiento, etc.)

Esta característica se entiende bien al tomar como ejemplo un coche, donde es bien conocido que a mayor velocidad se consume más combustible y se vacía antes el depósito de combustible, pero el consumo específico (l/kmh) disminuye al aumentar la velocidad, hasta un cierto rango de velocidad donde comienza a incrementarse nuevamente.

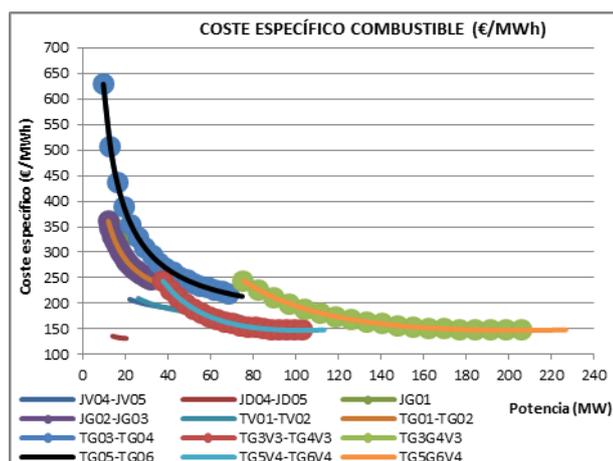


Figura 4.51. SEP de Gran Canaria: curvas del coste específico de los combustibles, de los distintos grupos del SEP, en función de la potencia despachada.

Para las emisiones también se puede hablar de emisiones específicas de contaminantes. Sin embargo, éstas no son tan conocidas ni utilizadas como las de costes específicos o consumos específicos, por lo que en este caso, no se puede asegurar cómo deben ser, sobre todo si hay elementos en el grupo que reducen las emisiones; éste es el caso particular del NO_x cuyo comportamiento no está relacionado exclusivamente

con el combustible que se utilice. En la Figura 4.52 se muestran las emisiones específicas de los contaminantes considerados para el SEP de Gran Canaria.

El caso del coste incremental de combustible es más difícil de entender, sobre todo porque es bien conocido el significado del coste específico, cuyas unidades son €/MWh. El coste incremental de combustible también tiene como unidades €/MWh, pero su significado es muy diferente. El coste incremental de combustible se puede definir como el coste del incremento de combustible necesario para producir un MW más a partir de un nivel determinado de potencia; si se conoce la ecuación algebraica de la característica de coste de combustible-generación, se obtendría la misma mediante la primera derivada de esa función. Si no se conoce la ecuación algebraica, se podría obtener dividiendo los pequeños incrementos de combustible al producir pequeños incrementos de generación. En cualquier caso, el valor que se tenga a la carga que le corresponda, significará que el coste incremental a esa carga es el coste de la cantidad de combustible que hay que incrementar para poder pasar a un incremento de 1 MW de generación

Consecuentemente, si a un determinado nivel de potencia de generación se produce un incremento de generación, éste será siempre a costa de producirse un incremento de combustible, por lo tanto, no se está hablando y no se debe confundir con el coste específico, el cual involucra valores medios y no valores incrementales. Por tanto, en todo el rango de funcionamiento estable de una unidad generadora, la característica de coste incremental de combustible-generación debe ser creciente, porque a más nivel de carga el incremento debe ser mayor. La Figura 4.53 muestra las curvas correspondientes a las unidades generadoras del SEP de Gran Canaria.

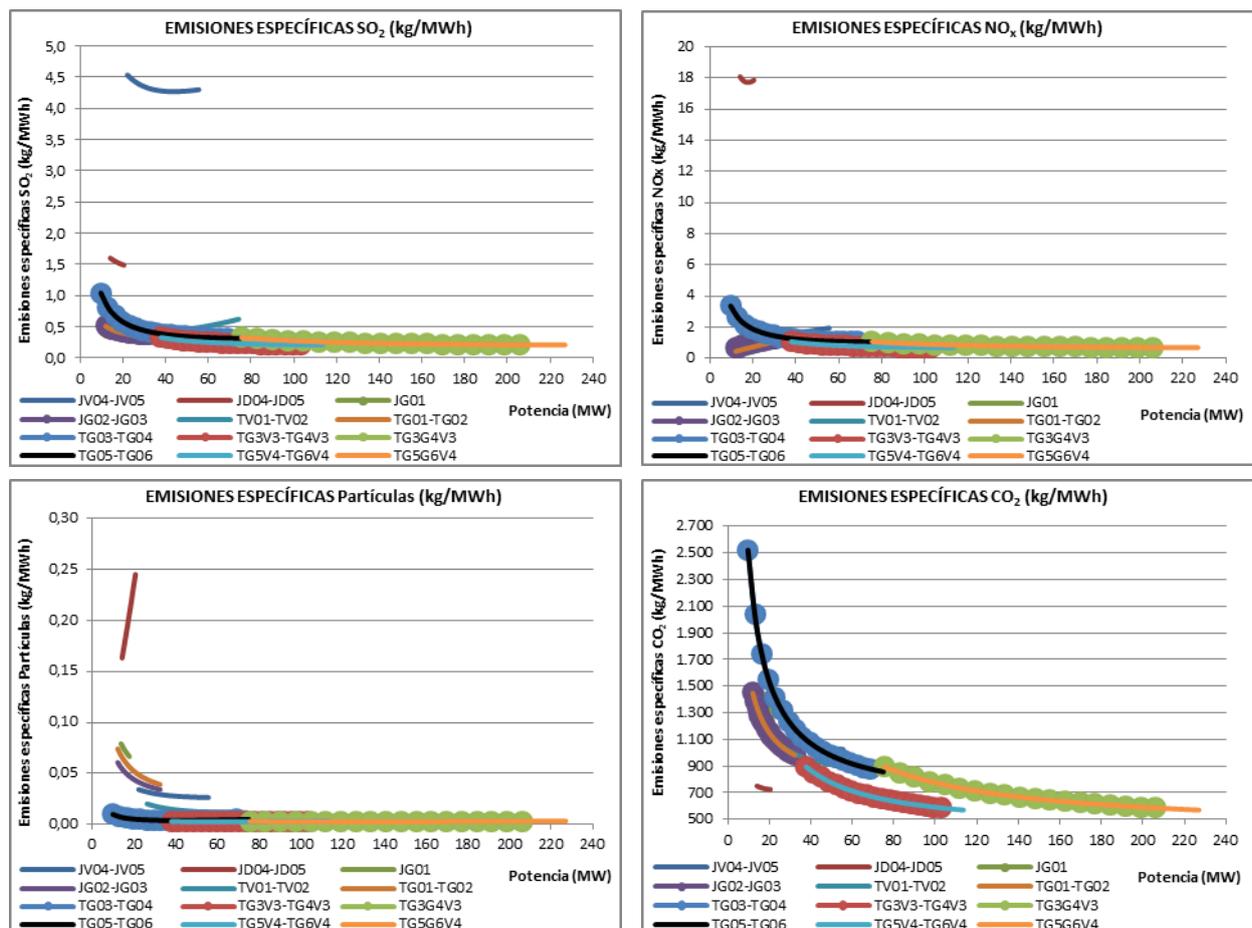


Figura 4.52. SEP de Gran Canaria: curvas de emisiones específicas de SO₂, NO_x, PM₁₀ y CO₂, de los distintos grupos del SEP, en función de la potencia despachada.

4. El SEP de Gran Canaria

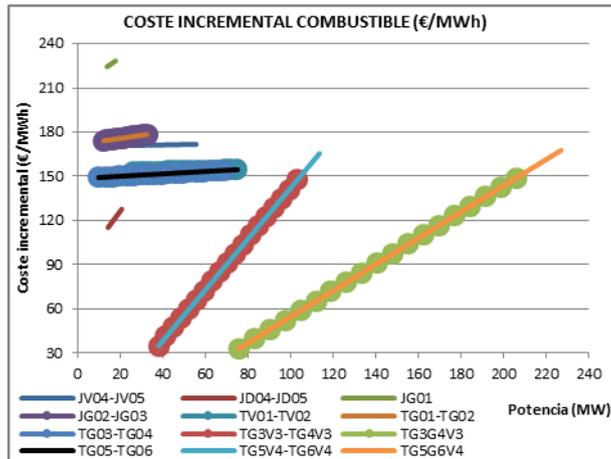


Figura 4.53. SEP de Gran Canaria: curvas del coste incremental de los combustibles, de los distintos grupos del SEP, en función de la potencia despachada.

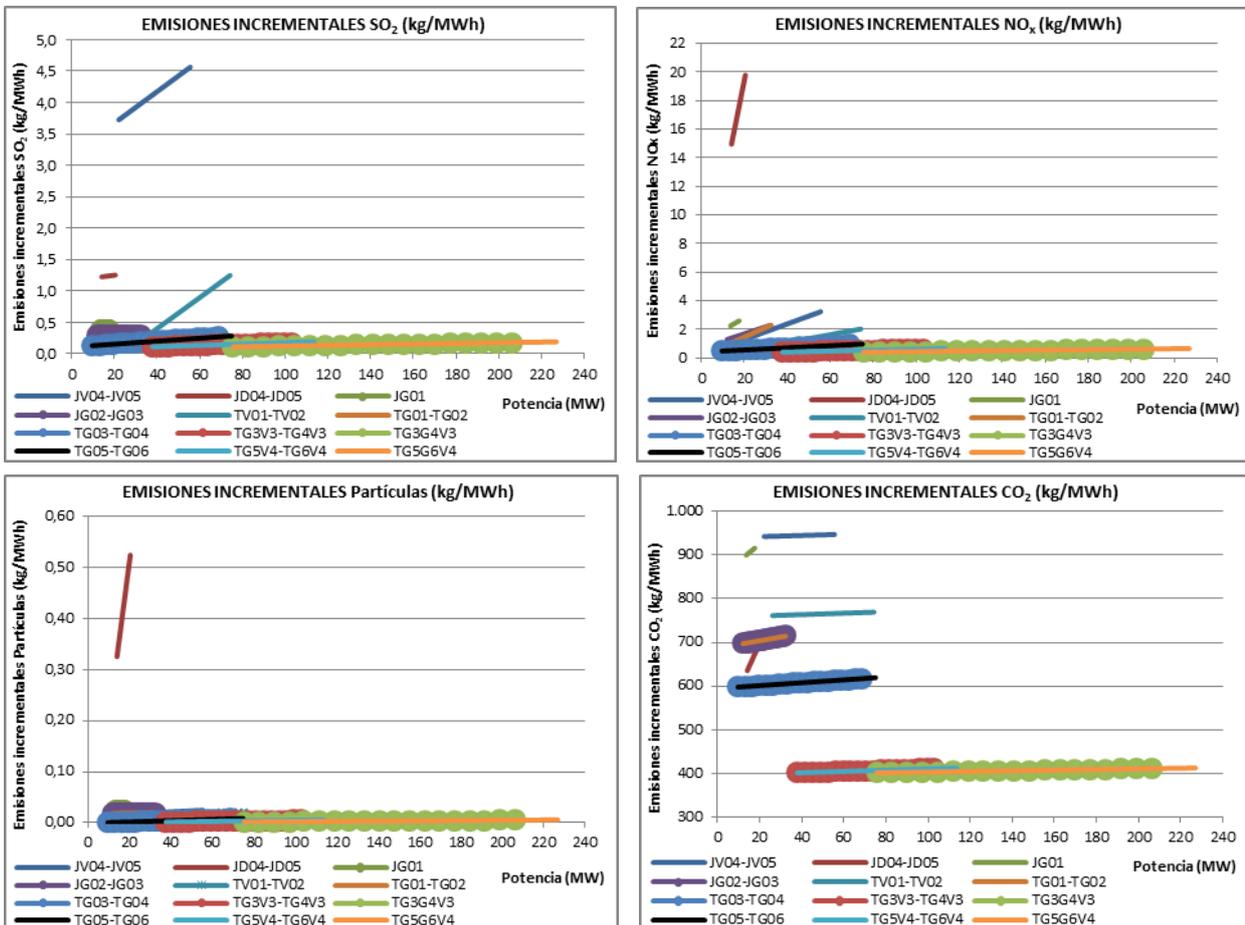


Figura 4.54. SEP de Gran Canaria: curvas de las emisiones incrementales de SO_2 , NO_x , PM_{10} y CO_2 , de los distintos grupos del SEP, en función de la potencia despachada.

Haciendo el mismo razonamiento para las emisiones, al incrementar la carga y producirse a partir de un incremento de combustible, el efecto inmediato es que se produce un incremento asimismo de emisiones, por lo que las emisiones incrementales también deben ser crecientes. La Figura 4.54 muestra las curvas correspondientes a las unidades generadoras del SEP de Gran Canaria.

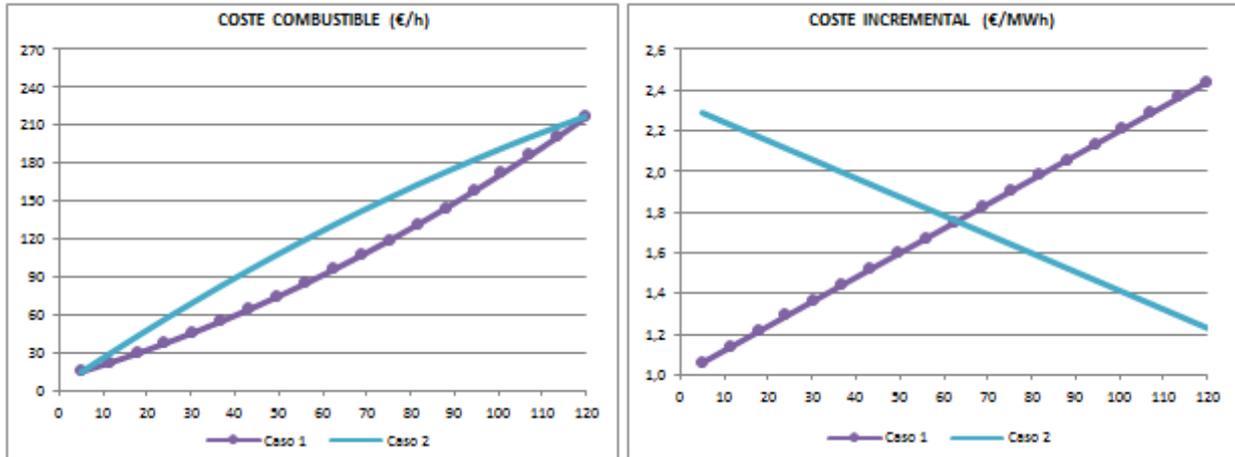


Figura 4.55. Ejemplos de características de coste de combustible-generación y emisiones-generación.

Dicho todo esto, es conveniente reflejarlo algebraicamente, si es posible. A continuación se resumen las diferentes cuestiones planteadas:

1. Las características de coste de combustible-generación y emisiones-generación deben ser crecientes. Dicho crecimiento puede producirse de dos maneras: siendo la parte creciente de una curva convexa o siendo la parte creciente de una curva cóncava. En la Figura 4.55 se representan ambos casos: el Caso 1 es una curva cóncava y el Caso 2 es una curva convexa, definidas con las siguientes ecuaciones matemáticas:

$$\text{Caso 1: } C_1 = 10 + P + 0,006P^2 \quad (4.40)$$

$$\text{Caso 2: } C_2 = 3,3413 + 2,3349P - 0,0046P^2$$

Derivando ambas ecuaciones se obtienen las expresiones de los costes incrementales:

$$\text{Caso 1: } C'_1 = 1 + 0,012P \quad (4.41)$$

$$\text{Caso 2: } C'_2 = 2,3349 - 0,0092P$$

En el Caso 2 se puede observar que la curva del coste incremental es decreciente, en contradicción con lo comentado previamente (ver Figura 4.55). Consecuentemente, la curva buscada debe estar sobre la parte creciente de una curva cóncava. Es decir, debe tener una expresión de la forma:

$$C = a + bP + cP^2 \quad (4.42)$$

Además, debe cumplirse que su derivada segunda sea positiva, es decir:

$$C'' > 0 \Rightarrow 2c > 0 \Rightarrow c > 0 \quad (4.43)$$

Y el coste incremental debe ser positivo en todo el rango de funcionamiento (de mínimo técnico a máxima carga), por lo que se debe cumplir:

$$C' > 0 \Rightarrow b + 2cP > 0 \Rightarrow b > -2cP \Rightarrow b > -2cP^{min} \quad (4.44)$$

siendo P^{min} el mínimo técnico. Basta comprobar que se cumple para el mínimo técnico al estar sobre la parte creciente de la curva.

2. La característica de coste específico de combustible-generación es normalmente decreciente hasta cierto valor de generación para crecer a continuación. Es decir, se trata también de una curva cóncava, que se obtiene dividiendo la curva del coste total (4.42) entre la potencia:

$$C_e = \frac{a}{P} + b + cP \quad (4.45)$$

Al tratarse de una curva cóncava debe cumplirse que:

$$C_e'' > 0 \Rightarrow \frac{a}{P^4} > 0 \Rightarrow a > 0 \quad (4.46)$$

Para el caso de las emisiones no se puede afirmar que deba cumplirse el punto 2, por lo que, en resumen, las constantes a , b y c de las curvas de costes y emisiones deben cumplir:

$$\begin{aligned} \text{Costes:} \quad & a > 0; \quad b > -2cP^{min}; \quad c > 0 \\ \text{Emisiones:} \quad & b > -2cP^{min}; \quad c > 0 \end{aligned} \quad (4.47)$$

Se puede comprobar que en todas las curvas del caso de estudio considerado en esta Tesis se cumplen estas condiciones.

5. Estado del arte

El problema de la programación de unidades para conseguir la optimización conjunta de costes y emisiones en sistemas eléctricos de potencia, se resuelve asignando las unidades generadoras que tienen que funcionar en un intervalo horario determinado, y las cargas que tiene que tener cada una de ellas en cada hora bajo diferentes restricciones técnicas, medioambientales y/o de otra índole (restricciones de combustible, de recursos humanos para operar a un mismo tiempo un número determinado de unidades generadoras, etc.) con el objetivo de minimizar conjuntamente los costes y las emisiones.

La optimización para la programación de unidades se puede dividir en tres categorías principales en función del tiempo de estudio: a corto plazo, a medio plazo y a largo plazo [48]. La tarea de optimización de corto plazo [49] se utiliza para la programación de tiempo de hasta 1 semana, a medio plazo [50] para el tiempo de programación de hasta 2 años, y la optimización a largo plazo [51] para la programación de tiempo de más de 2 años.

Esta Tesis se centra en la resolución de un período de estudio de 24 h con intervalos de resolución de 1 hora, es decir, programación a corto plazo.

El procedimiento para determinar el conjunto óptimo económico de las unidades disponibles para cumplir con la demanda de carga en un sistema eléctrico determinado se denomina, en el argot técnico, "Asignación de Unidades" (Unit Commitment, UC). Además, para reducir al mínimo el costo de generación de electricidad a partir de las unidades térmicas asignadas, es necesario determinar también, de forma óptima, la potencia de generación en las unidades ya asignadas, denominándose este proceso "Despacho Económico" (Economic Dispatch, ED).

Ambos problemas, UC y ED, constituyen conjuntamente un problema combinatorio complejo de optimización sujeto a diversas restricciones de igualdad y desigualdad. Es importante enfatizar la diferencia esencial entre UC y ED. El problema ED asume que hay N unidades que ya están conectadas al sistema y su objetivo es encontrar la política óptima de funcionamiento para estas N unidades. El problema UC, por otro lado, es más complejo, ya que supone que hay una previsión de la demanda para ser satisfecha y N unidades disponibles, por lo que implica al problema ED como un subproblema. Es decir, cada uno de los subconjuntos del número total de unidades que se van a asignar deberá funcionar de manera óptima desde el punto de vista económico. Esto permitirá encontrar el coste de funcionamiento mínimo para cada subconjunto, pero no establece cuál de los subconjuntos es de hecho el que dará un costo mínimo en un período de tiempo [52].

La UC clásica tiene un único objetivo a minimizar, los costes operativos totales de todas las unidades de generación, dado un número de restricciones de igualdad (por ejemplo, balances de energía del sistema) y restricciones de desigualdad (por ejemplo, requisitos de reserva rodante del sistema, límites de generación, mínimos tiempos acoplado y desacoplado y límites de rampa de cada una de las unidades). El problema implica variables enteras asociadas con estados discretos (unidades acopladas o desacopladas) y variables continuas (el valor de potencia de cada una de las unidades), así como restricciones de igualdad, de desigualdad y lógicas. El UC, por tanto, es un problema de programación matemática de gran escala, no lineal, restringido, entero-mixto y de optimización combinatoria de difícil solución [53]. Las consecuencias económicas de la asignación de unidades son muy importantes, ya que ahorros de pequeño valor en porcentaje representan una reducción significativa en el consumo de combustible y los costes operativos [54].

Al ser un problema difícil y desafiante y debido a su importancia económica (grandes costes operacionales están involucrados), el problema de la UC ha sido durante mucho tiempo un motivo de

preocupación para las empresas generadoras de energía. Con los años, una gran cantidad de investigación se ha centrado en el desarrollo de algoritmos UC eficientes que se pueden agrupar en: a) técnicas deterministas, b) técnicas meta-heurísticas, c) métodos híbridos basados en técnicas deterministas y meta-heurísticas.

Pero antes de entrar en el detalle de cada una de estas técnicas hay que comentar que la utilización de combustibles fósiles libera diferentes contaminantes a la atmósfera que causan, entre otras cosas, el calentamiento global [55]. Detrás del hecho de que la generación de energía en el mercado de la energía de hoy debe cumplir con la producción de energía rentable, también debe hacer frente a la reducción de contaminantes a la atmósfera. En este contexto, la motivación detrás de esta Tesis es optimizar la producción de las unidades térmicas de tal manera que se satisfaga la demanda del sistema, reduciendo al mínimo no sólo los costes totales de operación, entre los que se encuentran de manera muy significativa los costes de combustible, sino también sus emisiones. En este caso ya se habla de un problema multiobjetivo en el que se persigue la optimización de dos objetivos antagónicos entre sí, los costes de operación y las emisiones de contaminantes, denominándose este problema como “Asignación de Unidades Económico y Medioambiental” (Environmental and Economic Unit Commitment, EEUC) [56].

En la reducción de emisiones se pueden incluir las de ámbito local (NO_x , SO_2 y partículas) o las de ámbito global, como el CO_2 que interviene en el calentamiento global. En el caso de los contaminantes con efectos locales suele haber unos límites bien establecidos que intervienen en el problema como restricciones, pero en el caso del CO_2 la Unión Europea ha establecido el denominado comercio del dióxido de carbono donde se asignan unos derechos de emisión anualmente. En estos casos se puede calcular un valor de derechos de emisión por unidad generadora y día a partir de los valores anuales del sistema suponiendo una demanda promedio diaria en la que todos los grupos disponibles se suponen asignados, siendo este valor utilizado como una restricción más, con el objetivo de no tener unos extracostes derivados del uso de derechos de emisión por encima de los asignados [54].

También es importante destacar que la mayoría de los estudios relativos a las limitaciones de emisiones están centrados en el problema del despacho económico [54], decidiendo sólo el aporte de energía de cada unidad térmica, pero no decidiendo qué unidades deben estar asignadas para la generación en cada hora. Esto ha dado lugar a una amplia bibliografía de los problemas multiobjetivo de Despacho Económico Medioambiental (Environmental and Economic Dispatch, EED), más aún que los dedicados a la Asignación de Unidades Económico Medioambiental (Environmental and Economic Unit Commitment, EEUC). Esto se debe, con toda probabilidad, a que la consideración de las emisiones tiene, en la mayoría de los casos, más influencia en el reparto de potencias entre las unidades generadoras que en la decisión de qué unidades poner en servicio, pero esto puede dar lugar a soluciones subóptimas. Por otro lado, el uso de las mejores metodologías para la resolución del problema EED ayuda también a obtener la mejor solución del problema EEUC, si se tiene en cuenta que el problema EED es un subproblema del problema global EEUC. No obstante, lo suyo es analizar el problema global.

En este capítulo se dedica un apartado a la explicación de los conceptos básicos de la Optimización Multiobjetivo, por cuanto sus características dan lugar a un enfoque muy diferente a las técnicas monoobjetivo, y es interesante conocerlas para entender su planteamiento.

También se dedica un apartado al tratamiento de restricciones, por su importancia en los problemas de optimización multiobjetivo de situaciones del mundo real.

Destacar aquí también que el problema EEUC es tanto válido en los mercados de energía de monopolio regulado o estatal como en los mercados eléctricos competitivos. En los mercados regulados los costes reconocidos están establecidos y son conocidos, por lo que el orden de mérito de las unidades generadoras es siempre el mismo y sólo depende de los precios de los combustibles y los ajustes en los valores de retribución que establece el estado. Por otro lado, en algunos mercados eléctricos competitivos, como el mercado de la España peninsular, las decisiones de asignación se dejan en su totalidad a los participantes. En estos mercados, el operador del sistema (o una bolsa de electricidad) acepta ofertas de cantidades y

precios de las empresas generadoras y, simplemente, las ordena por orden de mérito hora a hora para calcular el precio del mercado del día siguiente y el programa de generación diario. Es responsabilidad de las empresas generadoras programar la operación de sus recursos en respuesta a los precios previstos de electricidad al día siguiente e internalizar los costos cuasi-fijos (costes de arranque y parada) en sus ofertas de precios. En otros mercados eléctricos competitivos, sin embargo, la programación de la generación del día anterior se lleva a cabo mediante la resolución de un UC centralizado con restricciones de seguridad [57]; este caso de mercado competitivo es muy similar al UC tradicional de un servicio público regulado. La principal diferencia, además de la inclusión de las restricciones de seguridad de la red de transporte, es el hecho de que el funcionamiento del generador y los costes reales de puesta en marcha se sustituyen por las ofertas correspondientes. En cualquiera de estos casos la consideración de las emisiones y, en su caso, el pago de derechos de emisión puede hacer cambiar la estrategia de operación, por lo que, la solución del problema EEUC es importante también en la industria de la energía competitiva.

5.1. Asignación de unidades: Métodos monoobjetivo

Muchos algoritmos han sido ideados en las últimas cinco décadas para la optimización de los problemas de Asignación de Unidades (Unit Commitment, UC), pero los investigadores siguen aún trabajando para encontrar nuevos algoritmos híbridos que permitan afrontar el problema desde un punto de vista más real [58].

La alta dimensionalidad y posibilidades combinatorias del problema UC reducen los intentos de desarrollar algún método riguroso de optimización matemático capaz de resolver el problema completo para cualquier sistema real. Sin embargo, se han propuesto muchos métodos de aproximación y simplificación. Las soluciones disponibles se pueden clasificar en técnicas convencionales, técnicas no convencionales y algoritmos híbridos.

5.1.1. Técnicas clásicas

Algunas de las técnicas convencionales más conocidas son las siguientes:

5.1.1.1. Enumeración Exahustiva

La Enumeración Exahustiva (Exhaustive Search) es la más simple de todas las técnicas de optimización combinatoria. Se basa en evaluar todas las combinaciones posibles de las unidades generadoras. La combinación que produce el menor coste de operación se elige como la solución óptima, lo que asegura un óptimo global de la función objetivo, pero el tiempo de computación es enorme [59]. Kerr et al. [60] y Hara et al. [61] resuelven el problema UC con éxito utilizando este método.

5.1.1.2. Lista de Prioridad

Inicialmente, la Lista de Prioridad (Priority List, PL) organiza las unidades generadoras en base a las características de costes operacionales más bajos. Este orden predeterminado se utiliza entonces para resolver el UC de tal manera que la demanda del sistema se satisfaga [62, 63]. Shoults et al. [64] presentan un algoritmo mediante orden de prioridad sencillo y computacionalmente eficiente que incluye restricciones de importación/exportación. En Lee [65] y Lee and Feng [66] usan la PL para resolver un problema UC multiárea sencillo. El método PL también ha sido aplicado por Senjyu et al. [67, 68].

5.1.1.3. Programación Dinámica

La Programación Dinámica (Dynamic Programming, DP) es un procedimiento metódico que sistemáticamente evalúa un gran número de posibles decisiones en un problema multipaso. Este método

utiliza mucha memoria y necesita mucho tiempo para obtener una solución óptima [69]. La esencia de la DP está en que si el coste operativo total de satisfacer “x” megavatios (MW) de carga con N unidades generadoras debe ser mínimo, la carga “y” generada por la unidad N debe ser tal que la carga restante (x-y) sea satisfecha por las (N-1) unidades restantes también a un costo mínimo. La DP fue el primer método basado en optimización aplicado al problema UC. Tiene la ventaja de ser capaz de resolver problemas de una amplia variedad de tamaños y ser fácilmente modificable para modelar características de sistemas específicos [70-71]. Además, es relativamente fácil agregar restricciones que afectan a las operaciones en una hora, es decir, restricciones que afectan principalmente al despacho económico [72]. Sin embargo, es más difícil incluir restricciones que afectan a la operación de unidades individuales en el tiempo [73]. Las desventajas principales de la DP son su obligación de limitar las asignaciones consideradas en cualquier hora, y su tratamiento subóptimo tanto de las restricciones de mínimo tiempo de funcionamiento y mínimo tiempo parado como de los costes de arranque dependientes del tiempo [74]. La aplicabilidad práctica de la DP para las soluciones de UC se discute en [75]. Happ et al. [76] informan de las ventajas de las soluciones obtenidas a través de los ordenadores personales sobre las soluciones manuales. Pang et al. [77] comparan los resultados de cuatro métodos de UC, tres de los cuales están basados en el enfoque de la DP. Hobbs et al. [78] desarrollaron e implementaron un modelo realista de UC en un sistema de gestión de la energía.

La DP permite resolver problemas de UC en los que no sólo se cumple con los requisitos convencionales de tener menor coste de combustible cumpliendo con las reservas rodantes y los límites de capacidad de transmisión en el estado estacionario [79], sino que también ofrece un buen rendimiento dinámico a través de la aplicación de las restricciones de seguridad dinámica [80]. Johnson and Svoboda [81] presentaron un método para resolver el UC basado en un procedimiento de desasignación para resolver el problema de la programación, donde, a partir de un programa inicial de todas las unidades disponibles asignadas durante el período de estudio, cada unidad es desasignada mediante la DP. Sen and Kothari [82] resolvieron un problema UC multiárea utilizando DP truncada. Siu et al. [83] desarrollaron un modelo de UC con programación dinámica incluyendo grupos hidráulicos. La DP también ha sido aplicada en [84 - 86].

5.1.1.4. Ramificación y Acotación

El método de Ramificación y Acotación (Branch and Bound, B&B) es un algoritmo de uso general para encontrar soluciones óptimas de problemas de optimización, especialmente en optimización discreta y combinatoria. Este método fue propuesto por Land and Doig [87]. Lauer et al. [88] y Cohen and Yoshimura [89] usaron un nuevo enfoque para la resolución de problemas UC basado en el método B&B, que incorporaba todas las restricciones dependientes del tiempo y no requería un orden de prioridad de las unidades. Huang et al. [90] propusieron una programación lógica restringida junto con la técnica B&B para proporcionar un enfoque eficiente y flexible al problema UC.

El procedimiento B&B consiste en la aplicación repetida de los siguientes pasos. En primer lugar, el espacio de soluciones (es decir, el conjunto de variables de decisión en estudio) en los que se encuentra la solución óptima se divide en subconjuntos. En segundo lugar, si todos los elementos en un subconjunto violan las restricciones del problema de minimización, a continuación se elimina ese subconjunto (sondeado). En tercer lugar, se calcula un límite superior sobre el valor mínimo de la función objetivo. Por último, se calculan límites inferiores sobre el valor de la función objetivo cuando las variables de decisión son obligadas a estar en cada subconjunto en estudio. Un subconjunto se elimina a continuación si su límite inferior excede el límite superior del problema de minimización, ya que la variable de decisión óptima no puede estar en ese subconjunto. La convergencia tiene lugar cuando sólo un subconjunto de variables de decisión se mantiene y los límites superior e inferior son iguales para ese subconjunto.

5.1.1.5. Programación Mixta Lineal-Entera

La Programación Mixta Lineal-Entera (Mixed Integer Linear Programming, MILP) reduce significativamente la búsqueda de la solución al linealizar las restricciones no lineales. Además, reduce el

espacio de búsqueda de soluciones a través de rechazar subconjuntos no factibles. Chang et al. [91] desarrollaron un algoritmo de solución de UC con MILP que puede ser usado para sistemas muy grandes. Y Dillon et al. [92] desarrollaron un método de programación entera para problemas de tamaño real basado en la extensión y modificación del método B&B.

El problema de UC se puede dividir en un problema de despacho económico no lineal y un problema UC no lineal puramente entero. El problema UC de programación lineal se puede resolver por descomposición del problema en subproblemas con ayuda del principio de descomposición Dantzig-Wolfe, y luego resolviendo cada subproblema usando programación lineal [93]. La MILP también ha sido aplicada en [94 - 99].

5.1.1.6. Recocido Simulado

El Recocido Simulado (Simulated Annealing, SA) fue introducido de forma independiente por Kirkpatrick, Gela, y Vecchi en 1982 y Cemy en 1985. "Annealing", físicamente, se refiere al proceso de calentamiento de un sólido a una temperatura elevada, seguido por un enfriamiento lento logrado por la disminución de la temperatura del medio ambiente por pasos [100, 101]. Haciendo una analogía entre el proceso de recocido (annealing) y el problema de optimización, siguiendo el mismo procedimiento de transición de un estado de equilibrio a otro, alcanzando un mínimo de energía del sistema, este método es capaz de resolver un gran número de problemas de optimización combinatoria. En el problema UC, dos tipos de variables necesitan ser determinadas, el estado de la unidad (binario), U , y la potencia de generación de las unidades (continuo), P . El problema se puede descomponer en dos subproblemas, un problema de optimización combinatoria en U y un problema de optimización no lineal en P . Mantawy et al. [102] presentaron un algoritmo de SA para resolver el problema UC y concluyeron que, aunque este algoritmo tiene la desventaja de tomar mucho tiempo de CPU, tiene otras características fuertes como ser independiente de la solución inicial y de la complejidad matemática.

El método original utiliza mucho tiempo en la generación y evaluación de soluciones que compiten para no ser útiles [103]. Para mejorar esto, Purushothama and Jenkins [104] desarrollaron un método híbrido de SA y búsqueda local (Local Search); esta simple modificación hace posible reducir el número de iteraciones necesarias y genera soluciones con mejores resultados. EL SA también ha sido aplicado en [105, 106].

5.1.1.7. Relajación Lagrangiana

En la Relajación Lagrangiana (Lagrangian Relaxation, LR) el problema se formula en términos de una función de coste, que es la suma de los costes de cada unidad, un conjunto de restricciones de acoplamiento (requerimientos de generación y reserva), uno para cada hora en el período de estudio, implicando a todas las unidades [107-110]. Los métodos basados en LR pueden dar lugar a soluciones alejadas de la solución óptima.

La aplicación de la LR en los programas de UC es mucho más reciente que la Programación Dinámica, aunque también ha sido muy utilizada [111-113]. Tiene la ventaja de poder modificarse fácilmente para modelar las características de los casos específicos. También es relativamente fácil agregar restricciones de unidades. La principal desventaja es su suboptimalidad inherente, aunque es mucho más eficiente en los casos con un gran número de unidades, ya que el grado de suboptimalidad tiende a cero cuando el número de unidades aumenta.

Merlin and Sandrin [114] propusieron, en 1983, un método para UC utilizando el método de RL, que fue validado en la empresa Electricité de Francia. Aoki et al. [115,116] aplicaron el método LR en un problema UC a gran escala, que incluye tres tipos de unidades: unidades térmicas habituales, unidades térmicas con restricciones de combustible y unidades hidráulicas con almacenamiento por bombeo. Zhuang and Galiana [117] propusieron un algoritmo de LR en tres fases para UC, donde en la primera fase, la función de Lagrange dual de UC se maximiza con la técnica subgradiente estándar, la segunda fase

encuentra una solución de reserva dual factible, y la tercera fase se encarga de resolver el despacho económico. Wang and Shahidehpour [118] presentaron un método matemático para tratar las restricciones de rampa de carga de las unidades en la Universidad de California y el efecto de la fatiga del rotor en la programación económica. Ma and Shahidehpour [119] incorporaron el flujo de potencia óptimo en la formulación de UC, usando la descomposición por dobladores, donde la formulación se descompone en un problema principal y un subproblema; el problema principal resuelve UC con las principales restricciones, excepto las restricciones de seguridad de transmisión y de tensión, por medio de la LR extendida. El refinamiento o reducción en la complejidad del método de relajación de Lagrange también ha sido sugerido en [120] y [121]. La RL también ha sido aplicada en [122, 123].

5.1.1.8. Búsqueda Tabú

La Búsqueda Tabú (Tabu Search, TS) es un procedimiento de optimización de gran potencia que se ha aplicado con éxito a una serie de problemas de optimización combinatoria. Está basado en el Método Hill Climbing, que evalúa iterativamente una mejor solución cada vez que la vecindad es actualizada y se detiene si la solución no se mejora en la minimización de la función de coste. Su mayor inconveniente es que se puede atascar en un mínimo local. Para solventar este problema se desarrolló el Parallel Tabu Search [124, 125], el cual permite encontrar la mejor solución desde diferentes direcciones [126]. Con el mismo objetivo se han empleado otros mecanismos, como el empleo de un sistema de memoria flexible [127]; un algoritmo que incluye la lista de prioridades en el algoritmo Tabú Search para el UC [128, 129]; Rajan et al. [130] resolvieron el problema UC utilizando el método TS con redes neuronales; Lin et al. [131] desarrollaron un algoritmo TS mejorado para resolver problemas de despacho económico; en [132] y [133] se presentaron soluciones de UC utilizando TS; Mantawy et al. [134] resuelven problemas de programación de unidades hidráulicas y térmicas a largo plazo de manera muy eficiente usando un nuevo algoritmo de búsqueda tabú. El TS también ha sido aplicado en [135].

5.1.1.9. Métodos de punto interior

Los métodos de punto interior (Interior Point Methods) no sólo se han utilizado para resolver con éxito problemas muy grandes de programación no lineal y lineal, sino también para resolver problemas combinatorios y no diferenciables. Concretamente, se han aplicado para resolver problemas de programación en sistemas eléctricos de potencia. Madrigal and Quintana [136] lo aplican para resolver el problema de UC, basándose en las dos ventajas principales que tiene dicho método: muy buenas características de convergencia y facilidad para el ajuste de parámetros.

5.1.2. Técnicas no clásicas

Algunas de las técnicas no convencionales más conocidas son las siguientes:

5.1.2.1. Sistemas Expertos

Un Sistema Experto (Expert System, ES) es un programa informático inteligente que utiliza procedimientos de conocimiento e inferencia para resolver problemas que son bastante difíciles por requerir experiencia humana significativa para su solución [137]. En general, el conocimiento se extrae de los expertos humanos en el campo que se trate e intenta emular su metodología y rendimiento [138, 139]. Al igual que con los humanos, sus conocimientos, tanto teóricos como prácticos, se han perfeccionado a través de la experiencia en el campo aplicado. A diferencia de un ser humano, sin embargo, los programas actuales no pueden aprender de su propia experiencia; su conocimiento debe ser extraído de los seres humanos y codificado en un lenguaje formal [140]. Los métodos basados en ES para UC a corto plazo, que procesan grandes programas de generación en tiempo real [141, 142], combinan la gestión de base de datos con los últimos avances en el diseño de sistemas expertos, y el uso de interfaces hombre-máquina. La

capacidad de procesamiento en tiempo real es cuestionada con respecto a otros métodos de programación matemática (Programación Lineal y Entera, Relajación Lagrangiana, etc.) [143, 144].

Mukhtari et al. [145] desarrollaron un algoritmo basado en sistemas expertos para ayudar a los operadores del sistema de potencia en la programación de la operación de las unidades generadoras. Ouyang and Shahidehpour [146] proponen un sistema experto UC que consiste en una base de datos de asignación, un proceso dinámico de coincidencia de patrones de carga, y un proceso de optimización de la interfaz. Tong and Shahidehpour [147] proponen un algoritmo para el UC utilizando la heurística basada en listas de prioridades en forma de reglas de interfaz para encontrar una programación óptima para un patrón de carga dado. Salam et al. [148] desarrollaron un sistema experto que se utiliza como un preprocesador, así como un postprocesador, para el programa UC basado en programación dinámica truncada para obtener una solución factible.

5.1.2.2. Lógica Difusa

En 1965 se introduce el concepto de conjuntos difusos como un medio matemático de describir la vaguedad en la lingüística. La idea puede considerarse como una generalización de la clásica teoría de conjuntos. En la década de los 60, muchos desarrollos teóricos en la lógica difusa aparecieron en los EE.UU., Europa y Japón. Desde mediados de la década de 1970 hasta ahora, sin embargo, son los investigadores japoneses los que han hecho una excelente tarea de avanzar en la aplicación práctica de la teoría. Este método permite una descripción cualitativa del comportamiento y las características de un sistema, y la respuesta sin la necesidad de formulaciones matemáticas exactas.

La incertidumbre de la demanda y de las interrupciones de las unidades generadoras en los problemas UC [149], plantea la cuestión de cómo abordar el problema de UC cuando la demanda de carga y otras variables son imprecisas [150 - 152]. Algunos investigadores han observado que los modelos estocásticos funcionan mejor que los modelos deterministas bajo incertidumbre, pero tienen sus propias limitaciones [153].

Tong and Shahidehpour [154] proporcionan un modelo racional considerando la interrupción de las unidades térmicas y la incertidumbre de la demanda. Zhai et al. [155] describen un método para analizar el efecto de la incertidumbre de carga sobre el riesgo en el UC, que es la probabilidad de tener capacidad de asignación insuficiente para compensar los fallos de alguna unidad y/o variaciones de carga imprevistas. Saneifard et al. [156] también aplican la Lógica Difusa (Fuzzy Logic) para el problema UC.

5.1.2.3. Redes Neuronales Artificiales

Las Redes Neuronales Artificiales (Artificial Neural Networks, ANN) intentan modelar el comportamiento de las redes neuronales biológicas. A través de los años se han desarrollado varios modelos de redes neuronales y los algoritmos de aprendizaje que están asociados con ellas [157]. Sasaki et al. [158] exploran la posibilidad de resolver problemas combinatorios de optimización, en particular los de UC, aplicando la red neuronal Hopfield, pero la exactitud fue el mayor inconveniente. Wang and Shahidehpour [159] proponen una ANN modelo para UC con limitaciones de tipo de rampa. Durante años se ha visto que los problemas UC no se pueden manejar con precisión en el marco de la red de Hopfield convencional. Así, Walsh and O'Malley [160] presentaron una arquitectura de red aumentada con una nueva forma de interconexión entre las neuronas, dando una función de energía más general que contiene términos tanto discretos como continuos. Liang and Kang [161] resuelven con éxito el problema de UC mediante un método de red neuronal dentro del campo del Simulated Annealing. Kurban and Filik [162] proponen un método para reducir el coste de producción combinando la previsión de la demanda con el problema UC usando el modelo de ANN con auto regresión (AR).

5.1.2.4. Algoritmo de Búsqueda de Colonia de Hormigas

El Algoritmo de Búsqueda de Colonia de Hormigas (Ant Colony Search Algorithm, ACSA) está basado en el comportamiento de las colonias de hormigas. Las hormigas reales son capaces de encontrar el camino más corto desde una fuente de alimento hasta su nido sin usar señales visuales, mediante la explotación de la información de feromonas. Mientras las hormigas caminan depositan feromonas en el suelo y siguen las feromonas depositadas previamente por otras hormigas. Este es un algoritmo en el que un conjunto de hormigas artificiales cooperan para la solución de un problema mediante el intercambio de información a través de feromonas depositadas en el camino de búsqueda. Fue desarrollado por Salam et al. [163] y se ha aplicado a problemas de optimización combinatoria, tales como problema UC. Sisworahardjo and El-Kaib [164] resuelven un problema UC usando el ACSA. Del mismo modo, Huang [165] resuelve la programación de la generación hidroeléctrica utilizando enfoques de optimización basados en el sistema de colonia de hormigas. El ACSA también se ha aplicado en [166].

5.1.2.5. Algoritmos Genéticos

Durante los últimos 30 años ha habido un creciente interés en los métodos de resolución de problemas basados en los principios de evolución y aprendizaje automático [167, 168]. Estos métodos mantienen una población de posibles soluciones y tienen algún proceso de selección basado en la aptitud de los individuos y algunos operadores “genéticos”. Reciben el nombre de Algoritmos Evolutivos (Evolutionary Algorithms, EAs) y básicamente imitan los principios de la evolución natural para problemas de optimización de parámetros. Entre ellos están los Algoritmos Genéticos (Genetic Algorithms, GAs), que fueron desarrollados por John Holland, junto a sus alumnos y colegas, durante las décadas de 1960 y 1970.

Los GAs operan sobre una población de cadenas de símbolos, llamadas cromosomas o individuos, donde cada cromosoma es la codificación de un conjunto de variables de decisión. Hay muchos tipos de GAs que se diferencian por la forma en que los mecanismos de los distintos procesos (selección, cruce y mutación) son llevados a cabo. La creatividad y la innovación son características fuertes en el campo de los GAs que son, a veces, más un arte que una ciencia, al depender fuertemente de algunos parámetros. De hecho, un ajuste fino de dichos parámetros juega un papel decisivo en el éxito del algoritmo en la resolución de un problema concreto.

La codificación tradicionalmente usada para resolver el problema UC con GAs es la binaria [169 - 171], en la cual un cromosoma es una cadena de bits 0 ó 1. Sheble et al. [169] los aplican para el problema UC con uno a siete días. Dasgupta and McGregor [172] examinan la viabilidad de su aplicación para los problemas de UC en problemas de pequeño y gran tamaño. Maifeld and Sheble [173] presentan un nuevo algoritmo de resolución de problemas UC usando GAs con operadores de mutación de dominio específico, comparando los resultados con los de un algoritmo de Relajación Lagrangiana en diferentes ejemplos. Yang et al. [174] proponen un algoritmo genético paralelo para resolver el problema de UC. Rudolf and Bayrleithner [175] proponen un algoritmo genético para resolver el problema UC de un sistema de energía hidrotérmica. Swarup and Yamashiro [176] emplean una nueva estrategia para la representación de los cromosomas y codificación del espacio de búsqueda, que puede manejar problemas UC de gran tamaño. Ma et al. [177] sugieren un método GA mejorado. Abookazemi and Mustafa [178] desarrollan una estructura paralela para manejar el problema en un GA estructurado y mejorado que aporta una búsqueda efectiva y mayor economía. Los GAs también han sido aplicados en [179 - 182].

5.1.2.6. Algoritmo de Competición Imperialista

El Algoritmo de Competición Imperialista (Imperialistic Competition Algorithm, ICA) fue introducido por Atashpaz-Gargari et al. [183] en 2007. En este método, los individuos de la población inicial son de dos tipos: imperialistas y colonias y todos juntos forman algunos imperios. La competición imperialista entre estos imperios converge a un estado en el cual sólo existe un imperio.

5.1.2.7. Programación Evolutiva

Yang et al. [184] y Juste et al. [185] presentaron, al final de la década de 1990, un enfoque de Programación Evolutiva (Evolutionary Programming, EP) para el problema de UC en el que las poblaciones de soluciones contendientes evolucionan a través de cambios debidos al azar, la competencia y la selección. Ya en el 2002, Chen and Wang [186] presentaron un algoritmo coevolucionario cooperativo para UC que era una extensión de la programación evolutiva tradicional [187] y que parece tener un potencial considerable para formular y resolver problemas más complejos modelando explícitamente la coevolución de especies cooperantes. La EP también ha sido aplicado en [188, 189].

5.1.2.8. Optimización de Enjambre de Partículas

La Optimización de Enjambre de Partículas (Particle Swarm Optimization, PSO) fue introducido por Kennedy and Eberhart [190]. Es la modelización matemática y simulación de las actividades de búsqueda de alimentos de una bandada de pájaros o peces. Cada partícula se mueve con una velocidad diferente hacia el punto óptimo. La velocidad de una partícula se calcula por tres componentes: cognitivos, sociales y la inercia. Las partículas se mueven alrededor del espacio de búsqueda multidimensional hasta que encuentren la solución óptima [191, 192]. A diferencia de otras técnicas heurísticas como los algoritmos genéticos, la PSO tiene un mecanismo flexible y equilibrado para mejorar y adaptarse a las capacidades globales y locales de exploración y explotación dentro de un tiempo de cálculo corto. La PSO también ha sido aplicada en [193].

5.1.2.9. Evolución Diferencial

La Evolución Diferencial (Differential Evolution, DE) es un conjunto de algoritmos evolutivos de codificación de punto flotante para la optimización global en espacios continuos, con sus variantes originales propuestas por Storn y Price [194]. Desde entonces, ha sido ampliamente mejorada con diversos mecanismos y se aplica a muchos desafíos [195]. Se han utilizado variantes de la DE junto con modelos de sustitución [196] y paralelizado para su uso en la solución de problemas de programación hidráulica de corto plazo [197, 198]. Neri and Tirronen [199] comparan varios algoritmos DE concluyendo que el denominado jDE [200] es superior en términos de robustez y versatilidad al aplicarlos a diversos casos de referencia. La extensión de los mecanismos de jDE también incluye la reducción del tamaño de la población y el manejo del método ϵ -constraint. Lu et al. [201] aplican DE para resolver un problema UC.

La Evolución Diferencial se inspira en motivos biológicos y sociológicos. Este algoritmo mejora una población de soluciones candidatas durante varias generaciones mediante la mutación, operadores de cruce y selección con el fin de llegar a una solución óptima. Aquí, la aptitud de una descendencia es una competencia uno a uno con la del correspondiente padre. Esta competencia uno-a-uno da lugar a una velocidad de convergencia más rápida que otros algoritmos evolutivos. Sin embargo, esta rápida convergencia da una mayor probabilidad de buscar un óptimo local o conseguir la convergencia prematura.

5.1.2.10. Algoritmo de Optimización del Cuco

El Algoritmo de Optimización del Cuco (Cuckoo Optimization Algorithm, COA), que fue diseñado en primer lugar por Rajabioun en 2011, es un nuevo método de optimización basado en la población meta-heurística [202]. El mecanismo de trabajo del COA es sobre la base de las leyes de supervivencia de los ecosistemas naturales en la sociedad de los cucos. Hay diferentes tipos de cucos en la población de cucos de diferentes sociedades, que incluyen cucos adultos y huevos. Durante la competición de supervivencia entre los diferentes cucos en diferentes hábitats, algunos de los cucos o sus huevos mueren. Después, las sociedades de cuco que sobreviven emigran a un mejor medio ambiente y empiezan a reproducirse y poner huevos para alcanzar el óptimo global o próximos al óptimo global. En los problemas UC, la potencia de salida del número de unidades térmicas en el horizonte temporal T representa los cucos del hábitat.

5.1.2.11. Algoritmo de salto de rana barajado

El Algoritmo de Salto de Rana (Shuffled Frog Leaping Algorithm, SFLA) fue desarrollado por Ebrahimi et al. [203] en 2011, aunque ya había sido utilizado por Eusuff et al. [204] en 2006. El SFLA es un método de optimización metaheurístico que se basa en la observación, la imitación, y el modelado del comportamiento de un grupo de ranas en la búsqueda de la ubicación que tiene la mayor cantidad de alimento disponible. El mérito más importante del SFLA es su alta velocidad de convergencia.

5.1.2.12. Algoritmo Micro Genético

Cuando un algoritmo de búsqueda estocástica, como un Algoritmo Genético (GA), se emplea para resolver el problema UC, los individuos no factibles pueden aparecer durante la inicialización o en otras etapas de la evolución genética. Estos individuos no factibles o bien puede ser rechazados o corregidos por algún mecanismo adecuado. En el Algoritmo Micro Genético (Micro Genetic Algorithm, MGA), los individuos no factibles se corrigen mediante un nuevo operador de corrección, Correction String Operator (OCS), para hacer el GA más eficiente.

Otro inconveniente de los GAs es su complejidad computacional especialmente en la evaluación de la función de aptitud debido al gran tamaño de la población. Sin embargo, el rendimiento del GA también depende de la población inicial. Para superar este problema se crea un MGA, que es una variante del GA que utiliza una pequeña población inicial. En el MGA la antigua población es completa o parcialmente reemplazada por un nuevo conjunto de la población, excepto el mejor individuo. Esto se conoce como elitismo y reinicio. Se utiliza sucesivamente para la búsqueda de óptimos locales y a partir de ellos se encuentra el óptimo global [205 - 207]. Sin embargo, la codificación, la selección, el cruce es el mismo que el algoritmo genético común. La operación de mutación se puede evitar si se cambia la población muy a menudo después de cada evolución

5.1.2.13. Algoritmo Evolutivo Cuántico

Recientemente, los algoritmos evolutivos inspirados en la mecánica cuántica (Quantum Evolutionary Algorithms, QEAs) también se han introducido como métodos de solución para los problemas de UC [208, 209]. La computación cuántica es un nuevo paradigma que se ha propuesto como consecuencia de la aplicación de la mecánica cuántica a la informática [210 - 213]. La investigación sobre la fusión de la computación evolutiva y la computación cuántica ha sido llevada a cabo desde finales de 1990 y se puede clasificar en dos campos:

1. nuevos algoritmos cuánticos que utilizan técnicas de programación automáticas tales como la programación genética [210],
2. la computación evolutiva cuántica para ordenadores digitales como una rama de estudio sobre computación evolutiva que se caracteriza por ciertos principios de la mecánica cuántica, como la incertidumbre, la superposición, y la interferencia, etc. [211 - 213].

La computación cuántica se introdujo por primera vez en los algoritmos genéticos en [211]. Narayanan and Moore [212] utilizan los conceptos y principios de la mecánica cuántica para informar e inspirar a los métodos más eficientes de computación evolutiva. Han and Kim [213] proponen un algoritmo evolutivo cuántico y Vlachogiannis and Lee [214] lo aplican a un problema de despacho real y de reactiva en sistemas de potencia.

5.1.2.14. Algoritmo de Búsqueda de la Armonía

El Algoritmo de Búsqueda de la Armonía (Harmony Search Algorithm, HSA) es un nuevo algoritmo meta-heurístico conceptualizado, desarrollado por Lee y Geem [215] e inspirado en el proceso de improvisación de composición de una pieza musical, buscando un perfecto estado de armonía. La HSA se ha aplicado a una serie de problemas de optimización de sistemas de potencia, como son el despacho económico de potencia y de consumo de calor [216], y el despacho económico [217].

5.1.2.15. Algoritmo de Optimización “Big Bang–Big Crunch”

El Algoritmo de Optimización “Big Bang–Big Crunch” (BB–BC) es un nuevo método de optimización basado en una de las teorías de la evolución del universo, la teoría del Big Bang y del Big Crunch, y fue introducido por Erol and Eksin [218] en 2006. Tiene un bajo tiempo de computación y alta velocidad de convergencia. Según esta teoría, en la fase Big Bang, la disipación de energía produce desorden y la aleatoriedad es la característica principal de esta fase; mientras que, en la fase de Big Crunch, las partículas distribuidas al azar se dibujan en un orden. El método de optimización BB-BC genera de manera similar puntos aleatorios en la fase de Big Bang y se contraen estos puntos a un solo punto representativo a través de un centro de masa en la fase Big Crunch. Después de un número de secuencias Big Bang y Big Crunch donde la distribución de la aleatoriedad en el espacio de búsqueda durante el Big Bang se vuelve más y más pequeño sobre el punto promedio calculado durante el Big Crunch, el algoritmo converge a una solución. El método BB-BC se ha demostrado que supera el algoritmo genético clásico mejorado para muchas funciones de prueba de referencia [218]. Se ha aplicado al Despacho Económico en [219].

5.1.3. Algoritmos híbridos

Con el paso del tiempo, los investigadores han ido intentando mejorar la metodología existente con el fin de buscar un algoritmo que aporte alguna mejora adicional a los ya existentes. En un extremo, un algoritmo puede ser simple pero subóptimo y en el otro extremo, complejo, pero preciso [220 -223]. Así que para lograr una mayor mejora con respecto a los algoritmos existente, una de las la vías exploradas es combinar dos o más métodos existentes buscando la complementariedad entre ellos. Así, más de un algoritmo se ha fusionado y formado un modelo híbrido para satisfacer los requisitos de la Industria [224 - 226].

Hay innumerables combinaciones de métodos. Algunos de los utilizados para resolver el problema UC han sido los siguientes:

5.1.3.1. Hybrid Ant System Priority List

Withironprasert et al. [227] idearon un método híbrido entre el método clásico de Listas de Prioridades y la Colonia de Hormigas (denominado Hybrid Ant System Priority List en inglés, HASP), en el cual hay muchas unidades con diferentes caminos que pueden ser seleccionados en una hora t . En este escenario la hormiga “ m ” probabilísticamente selecciona la unidad “ i ” y asigna un “1” a su estado para satisfacer las restricciones del UC. El Ant System busca espacio por el método de lista de prioridades, considerando el tamaño del espacio de búsqueda de UC; el máximo número de caminos para ser seleccionado por la hormiga “ m ” en la hora t del método propuesto es N , el cual es igual al número de unidades, mientras que el máximo número de caminos para ser seleccionados usando el algoritmo Ant System sin combinar con el método de lista de prioridades es $2N-1$ combinaciones [228]. De esta manera el espacio de búsqueda es mucho más reducido. Este método tiene mayor flexibilidad y alcanza mejores resultados además de ahorro del tiempo de computación.

5.1.3.2. Hybrid Ant Colony Optimization

Yu et al. [229] propusieron un método híbrido entre la Colonia de Hormigas y el Método de Iteración Lambda (denominado Hybrid Ant Colony Optimization en inglés, HACO) para el UC en 2010. Este algoritmo utiliza el método de búsqueda de la colonia de hormigas para optimizar la planificación on/off de las unidades en un primer nivel, y el método de iteración lambda para optimizar el despacho económico de carga en el nivel más bajo.

5.1.3.3. Hybrid Lagrangian Relaxation

Este método híbrido fue ideado por Zhang et al. [230] combinando LR y GA. Utiliza los multiplicadores de Lagrange para las restricciones de la demanda y de la reserva. El problema UC se descompone y se convierte en un problema de optimización de dos niveles. La asignación óptima de una sola unidad se resuelve mediante el uso de GA, donde el cruce y la mutación son operaciones muy importantes de los que depende su convergencia. Tiene una buena convergencia y es rápido, y ofrece una solución de alta calidad.

5.1.3.4. Hybrid Neural Network and Dynamic Programming

Kumar y Palanisamy idearon un método que emplea un modelo de entrada-salida lineal para las neuronas, que es extremadamente diferente de todos los métodos de redes neuronales reportados previamente, en los cuales se aplican procedimientos iterativos basados en programación dinámica que requieren una gran cantidad de cálculo para converger a soluciones precisas. Sin embargo, en base a las formulaciones desarrolladas, el método propuesto calcula analíticamente sus soluciones y no se necesita iteración en el proceso de resolución. En consecuencia, los esfuerzos computacionales se reducen en gran medida [231]. Del mismo modo, Ouyang et al. [232] estudiaron un híbrido entre redes neuronales y programación dinámica para UC; el algoritmo propuesto utiliza una ANN para generar un preprograma de acuerdo con el perfil de demanda en un primer paso; a continuación, se lleva a cabo una búsqueda dinámica en aquellas etapas donde los estados asignados de algunas de las unidades no son correctos.

5.1.3.5. Hybrid Neural Network and Expert System

Ouyang et al. [233] emplearon un híbrido entre redes neuronales multietapa y un sistema experto para lograr resultados de procesamiento en tiempo real. Las redes neuronales se utilizan en las etapas de preprocesador y postprocesador y las restricciones de operación se presentan como reglas heurísticas en el sistema donde se obtiene una solución factible a través de inferencia.

5.1.3.6. Hybrid Evolution Programming and Particle Swarm Optimization

Es un método de inteligencia híbrido propuesto por Lal Raja Singh and Christoher Asir Rajan [234] para UC y utiliza los algoritmos PSO (Particle Swarm Optimization) y EP (Programación Evolutiva). El PSO se utiliza para determinar las unidades y su programa de generación óptimo para una demanda particular con el mínimo coste. La PE asistida por el PSO se utiliza para determinar la asignación de unidades que minimice el coste para diferentes demandas posibles.

5.1.3.7. Hybrid Genetic Algorithm

Chang and Luo [235] utilizaron un algoritmo genético codificado en binario que incorpora un esquema de lista de prioridades para resolver la decisión de la asignación de unidades. El algoritmo genético incorpora la solución de las unidades programadas producida por la lista de prioridades como parte de su población inicial; el GA incorpora el conocimiento del dominio en el espacio de búsqueda. Dado que la programación de las unidades por orden de mérito forma parte de la población inicial, el algoritmo genético híbrido garantiza la obtención de una solución global.

5.1.3.8. Hybrid Particle Swarm Optimization

Alshareef ideó en 2011 un PSO avanzado, en el que se modifican algunas partes del PSO (por ejemplo, incluye operaciones de búsqueda bacteriana) para converger el sistema. Además, aplica un método de reparación para la convergencia rápida. Un inconveniente es que el tiempo de ejecución aumenta rápidamente con el tamaño del problema [236]. Otro método basado en PSO se utiliza en [237].

5.1.3.9. Hybrid fuzzy logic and Simulated Annealing

Este método de lógica difusa híbrida fue desarrollado por Mantawy and Abdel-Magid [238] en 2002 y en él se combina el algoritmo Fuzzy Logic (FL) y el Simulated Annealing (SA). En este método, la asignación de unidades (UC) se formula en un marco de lógica difusa para hacer frente a las incertidumbres en la demanda de carga. El algoritmo SA se utiliza para resolver la optimización combinatoria del UC.

5.1.3.10. Hybrid fuzzy logic and Dynamic Programming

Su et al. [239] propusieron una nueva programación dinámica difusa para el problema de UC. Un rasgo característico del enfoque que presenta es que los errores en las cargas horarias pronosticadas pueden ser tenidas en cuenta mediante el uso de la lógica difusa, por lo que da lugar a un método superior al método de programación dinámica convencional.

5.1.3.11. Hybrid Ant Colony System Lagrange

Esta metodología fue propuesta por Nascimento et al. [240] en 2011, y ha demostrado ser competitiva en relación con las técnicas de optimización de inspiración biológica en el comportamiento de la colonia de hormigas que se encuentra en la literatura, conciliando soluciones de calidad y una colonia reducida; el uso de multiplicadores de Lagrange asociados con variables discretas del UC actúa como una fuente de información para el algoritmo de colonia de hormigas. Sin embargo, los tiempos de cálculo aumentan considerablemente con el tamaño del problema, por lo que esta alternativa es inviable en sistemas de tamaño mediano a grande y/o con períodos de programación de gran tamaño.

5.1.3.12. Fuzzy Tuned Particle Swarm Optimization

En este método híbrido se utiliza un sistema difuso para ajustar el peso y el aprendizaje de factores de inercia con la mejor aptitud para mejorar al algoritmo PSO. Este método aumenta la fiabilidad del sistema, es rápido y capaz de resolver tanto problemas de pequeño como de gran tamaño [241].

5.1.3.13. Algoritmo Mimético

Un Algoritmo Mimético (Memetic Algorithm, MA) es un modelo computacional híbrido de dos recursos: el primero es un GA que imita la evolución biológica o darwiniana y el segundo es un algoritmo de búsqueda local que imita la evolución cultural o de la evolución de las ideas. La unidad de información en un GA se denomina gen mientras que en un MA se denomina "meme". Los genes son mejorados por los operadores de cruce y de mutación que son parte de un GA y los memes se mejoran por un operador de búsqueda local [242, 243].

5.1.3.14. Binary/Real Coded PSO

El PSO puede producir una solución de mayor calidad en un corto intervalo de tiempo y características de convergencia estable que otros métodos de optimización estocásticos. El modelo de PSO consiste en un enjambre de partículas que se mueven en un espacio de valor real D-dimensional de posibles soluciones del problema. En este algoritmo en particular, la función tangente se implementa para mejorar la búsqueda de la partícula del PSO binario [244]. La metodología PSO de codificación binaria/real se puede implementar para un sistema de energía a gran escala.

5.1.3.15. Hybrid Neural Network, Genetic Algorithm and Dynamic Programming

Huang et al. [245] propuso un nuevo enfoque usando Redes Neuronales, Algoritmos Genéticos y Programación Dinámica.

5.1.3.16. *Hybrid Genetic Algorithm, Tabu Search and Simulated Annealing*

Mantawy et al. [246] integraron Algoritmo Genético, Búsqueda Tabú y Simulated Annealing.

5.1.3.17. *Hybrid Expert System, Fuzzy Logic and Neural Network*

Padhy [247] integró un Sistema Experto, la Lógica Difusa y Redes Neuronales para una solución práctica del UC.

5.1.3.18. *Quantum PSO*

Recientemente, se han desarrollado enfoques PSO cuánticos, inspirados en la teoría fundamental de enjambre de partículas y las características de la mecánica cuántica [248 - 250]. Yun-Won Jeong et al. [251] propusieron un BPSO (PSO binario) inspirado en la cuántica (QBPSO) que se basa en el concepto y los principios de la computación cuántica, tales como un bit cuántico y la superposición de estados para mejorar el rendimiento del BPSO convencional. El QBPSO introduce un individuo Q-bits para la representación probabilística de una partícula, sustituyendo así el procedimiento de actualización de velocidad en el PSO tradicional. En QBPSO, por lo tanto, el factor de peso de inercia y los dos coeficientes de aceleración se pueden quitar y sólo se necesita un factor, el ángulo de rotación, al modificar la posición de las partículas. Para mejorar la rotación convencional para la actualización individual de Q bits, se propone una nueva rotación en la que se incluyen dos técnicas eficaces: 1) una coordenada de rotación para la actualización de Q-bits, 2) un ángulo de rotación dinámico para determinar la magnitud del ángulo de rotación. Por lo tanto, la QBPSO propuesto puede obtener un equilibrio eficaz entre la exploración y explotación con un tamaño menor de población y menor tiempo de cálculo.

Otros métodos híbridos tales como la Relajación de Lagrange y Algoritmo Genético (LRGA) [252], Relajación Lagrangiana y Partículas Swarm Optimization (LRPSO) [253], Programación Evolutiva con Tabu Search Algorithm (EP-TSA) [254] y Relajación Lagrangiana y Programación Evolutiva (LR-EP) [255] también se han utilizado para resolver el problema UC.

5.2. Asignación económico-medioambiental de unidades: Métodos multiobjetivo

En la literatura hay pocas publicaciones relacionadas con la Asignación Económico-Medioambiental de Unidades (Environmental and Economic Unit Commitment, EEUC) en comparación con el número de publicaciones existentes sobre el Despacho Económico-Medioambiental (Environmental and Economic Dispatch, EED), considerados ambos problemas como problemas multiobjetivo.

Puesto que el planteamiento de resolución de la optimización multiobjetivo es muy diferente a la optimización simple o monoobjetivo, a continuación se dedica un apartado a explicar dicha optimización. Posteriormente se dedica otro apartado a detallar los métodos que se utilizan normalmente en la resolución de los problemas multiobjetivo, haciendo las menciones necesarias tanto al EEUC como al EED.

5.2.1. Optimización multiobjetivo

Los principios de la optimización multi-objetivo (también llamada optimización multi-criterio, optimización multi-función u optimización de vector) difieren de los de optimización simple. El objetivo principal en la optimización simple es encontrar el óptimo global de una función. Sin embargo, en un problema de optimización multi-criterio hay más de una función objetivo, cada una de las cuales tendrá

una solución óptima diferente. Si hay suficiente diferencia entre las soluciones óptimas correspondientes a cada función objetivo, se suele decir que las funciones objetivo están en conflicto entre sí.

En la optimización multi-objetivo, pues, no hay una definición aceptada de “óptimo” como ocurre en la optimización mono-objetivo, incluso es difícil comparar resultados de un método y otro, ya que la decisión sobre cuál es la mejor solución corresponde al llamado tomador de decisiones (un ser humano).

La optimización multicriterio con tales funciones objetivo en conflicto da lugar a un conjunto de soluciones óptimas, en lugar de una sola. La razón por la cual existe más de un óptimo es que ninguno puede ser considerado mejor que otro. Este conjunto de soluciones óptimas tiene un nombre especial: Pareto de soluciones óptimas o Frontera de Pareto.

La optimización multi-objetivo puede ser definida como el problema de encontrar: “un vector de variables de decisión que satisface las restricciones y optimiza un vector función cuyos elementos representan las funciones objetivo”. Estas funciones forman una descripción matemática de criterios de rendimiento, los cuales están normalmente en conflicto unos con otros. Por lo tanto, el término “optimizar” significa encontrar una solución que pueda dar los valores de todas las funciones objetivos aceptables para el diseñador.

Formalmente, el problema se puede definir como sigue:

“Encontrar el vector de las variables de decisión $\mathbf{x}^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)^T$ que satisfaga las m restricciones de desigualdad:

$$g_i(\mathbf{x}) \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (5.1)$$

las p restricciones de igualdad:

$$h_j(\mathbf{x}) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, p \quad (5.2)$$

y optimice el vector de funciones:

$$f(\mathbf{x}) = (f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_k(\mathbf{x}))^T \quad (5.3)$$

donde $\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T \in \mathbf{F} \subseteq \mathfrak{R}^n$ es el vector de las variables de decisión.”

Las restricciones dadas por $g_i(\mathbf{x})$ y $h_j(\mathbf{x})$ representan las restricciones impuestas a las variables de decisión y definen la región factible \mathbf{F} . Así, cualquier punto \mathbf{x} en \mathbf{F} define una solución factible. El vector función $f(\mathbf{x})$ representa todos los posibles valores de las funciones objetivo. Hay que tener en cuenta que los valores de las funciones objetivo pueden estar expresadas en diferentes unidades. El vector \mathbf{x}^* representa las soluciones óptimas (normalmente habrá más de una).

Habiendo más de una función objetivo a optimizar, cambia la noción de óptimo, pues es muy raro que un punto \mathbf{x} optimice simultáneamente todos los objetivos $f(\mathbf{x})$ de un problema multiobjetivo. En vez de esto, se intenta encontrar un conjunto de soluciones que sean buenos compromisos (trade-offs) entre los diversos objetivos f_i más que una solución óptima.

La noción más aceptada de “óptimo” en el entorno de problemas multiobjetivo es la propuesta originalmente por Francis Ysidro Edgeworth en 1881 y generalizada posteriormente por Vilfredo Pareto en 1896; por lo que se conoce como óptimo de Pareto:

Una solución factible \mathbf{x}^* es un óptimo de Pareto si no existe ningún otro punto \mathbf{x} en \mathbf{F} que sea mejor en un objetivo sin ser peor en al menos algún otro.

En caso de estar minimizando, se dice que un vector $\mathbf{u} = (u_1, u_2, \dots, u_k)$ domina a otro $\mathbf{v} = (v_1, v_2, \dots, v_k)$, (denotado por $\mathbf{u} \preceq \mathbf{v}$), si y sólo si \mathbf{u} es parcialmente mejor que \mathbf{v} . Es decir:

$$\forall i \in \{1, 2, \dots, k\} \quad u_i \leq v_i \quad \wedge \quad \exists j \in \{1, 2, \dots, k\} \quad \text{tal que } u_j < v_j \quad (5.4)$$

Para un problema multiobjetivo dado por (5.1-5.3), el conjunto de óptimos de Pareto (\wp^*) se define como:

$$\wp^* := \{ \mathbf{x}^* \in \mathbf{F} \text{ tal que } \nexists \mathbf{x} \in \mathbf{F} \text{ verificando } f(\mathbf{x}) \preceq f(\mathbf{x}^*) \} \quad (5.5)$$

Y el frente de Pareto ($\wp\mathcal{F}^*$) se define como (ver Figura 5.1):

$$\wp\mathcal{F}^* := \{ \mathbf{u} = f(\mathbf{x}) = (f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_k(\mathbf{x}))^T \text{ tal que } \mathbf{x} \in \wp^* \} \quad (5.5)$$

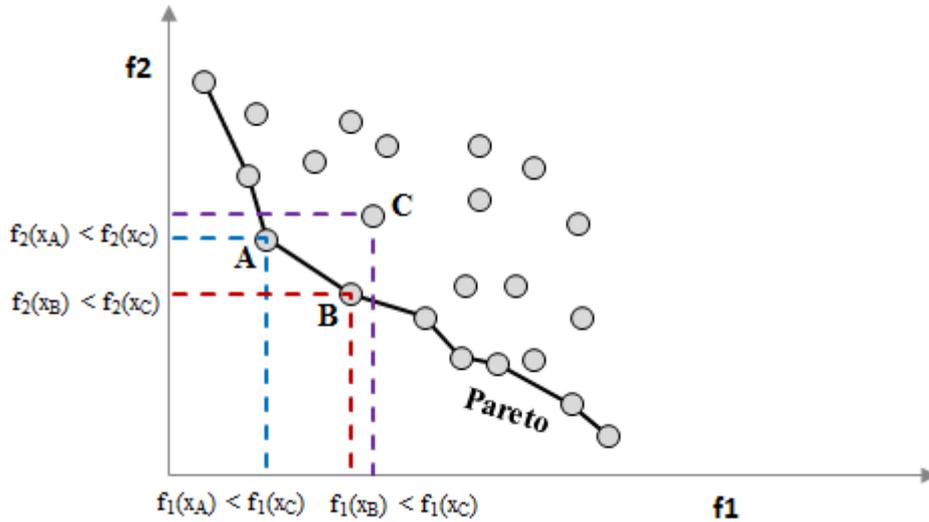


Figura 5.1. Frente de Pareto. El punto $C(f_1(x_C), f_2(x_C))$ está dominado por los puntos $A(f_1(x_A), f_2(x_A))$ y $B(f_1(x_B), f_2(x_B))$

5.2.1.1. Métodos de optimización multiobjetivo aplicados a la Asignación Económico-Medioambiental de Unidades

Hay varios métodos para resolver problemas multiobjetivo de asignación de unidades. De forma general se podrían englobar todas las técnicas existentes en tres grandes grupos:

5.2.1.1.1. Métodos clásicos

Los métodos clásicos se basan en convertir el problema multiobjetivo en uno con un solo objetivo (monoobjetivo), que luego se puede resolver utilizando técnicas de optimización monoobjetivo como las vistas en la Sección 5.1.

Engloban todos aquellos métodos que combinan todos los objetivos en uno único, usando una suma, multiplicación o cualquier combinación de operaciones aritméticas para dar lugar a una sola función objetivo. Suelen denominarse normalmente métodos de "agregación de funciones" y han sido ampliamente utilizados con relativo éxito en problemas en los cuales el comportamiento de las funciones objetivo es más o menos bien conocido.

Debido a que la mayoría de estos enfoques asumen información a priori del tomador de decisiones (ya sea la clasificación de los objetivos en orden de importancia o indicación de los valores óptimos buscados), estas técnicas están orientadas hacia la búsqueda de una solución única, la que mejor satisfaga los criterios e información adicional (preferencias) proporcionados por el tomador de decisiones. También es posible, mediante la modificación de los parámetros de agregación, llegar a obtener la frontera de soluciones no dominadas (frontera de Pareto).

Los métodos clásicos son técnicas relativamente simples de implementar, sin embargo, son computacionalmente intensivos. Además, la distribución de soluciones a lo largo del frente de Pareto

depende de la eficacia del algoritmo de optimización elegido. Otro problema con el uso de los métodos clásicos es que muchas veces algunos objetivos pueden implicar incertidumbres. Si las funciones objetivos no son deterministas, la fijación de un vector de pesos o de metas puede ser aún más difícil.

Los métodos clásicos más conocidos son:

5.2.1.1.1.1. *Weighted Sum (WS)*

El método de la “Suma Ponderada” (Weighted Sum, WS) también se denomina “Agregación Ponderada” (Weighted Aggregation, WA) y en ella el problema multiobjetivo se convierte en uno monoobjetivo mediante la suma de los objetivos multiplicados por unos operadores denominados “pesos”, dando lugar a una combinación lineal de los mismos. El problema (5.3) se traduce en:

$$\text{Minimizar } \sum_{i=1}^k \omega_i f_i(\mathbf{x}) \quad (5.6)$$

donde $\mathbf{0} \leq \omega_i \leq \mathbf{1}$, $i = \mathbf{1}, \mathbf{2}, \dots, \mathbf{k}$, y $\sum_{i=1}^k \omega_i = \mathbf{1}$.

Los pesos ω_i pueden, por ejemplo, indicar la importancia relativa que el tomador de decisiones da al objetivo i , y debe ser especificado a priori para cada uno de los objetivos. Los valores óptimos de ω_i no se pueden determinar dentro del proceso de optimización y la solución de este problema produce un único resultado en función de los pesos elegidos. Sin información previa, la elección de los pesos puede ser problemática.

Una variante de este método, de nombre Agregación Ponderada Dinámica (Dynamic Weighted Aggregation, DWA) [256], los pesos se cambian de forma incremental. Para cada nueva combinación de pesos, el problema se resuelve, generando así una nueva solución de compromiso para cada combinación y permitiendo obtener un conjunto de soluciones que, teóricamente, forman el conjunto de soluciones no dominadas o frente de Pareto. Una ventaja de esta técnica es que el énfasis de un objetivo sobre el otro se puede controlar, y la solución obtenida es, por lo general, una solución del conjunto de óptimos de Pareto.

Srikrishna and Palanichamy [257] proponen, para el caso del problema EED, incluir en este método otro factor denominado “Price Penalty Factor” (Factor de Penalización del Precio en español), donde se intentan igualar las unidades de los dos objetivos considerados, al ser éstas muy diferentes entre sí.

De entre los métodos de agregación de funciones éste es el más utilizado en la literatura existente. Así, se puede encontrar aplicado al problema EED conjuntamente con cualquiera de los métodos de optimización monoobjetivo existentes. Por ejemplo, con Programación Dinámica (DP) [258], con Algoritmos Genéticos (GAs) [259], con Evolución Diferencial (DE) [260], con Particle Swarm Optimization (PSO) [261], con Artificial Bee Colony (ABC) [262], con Successive Linear Programming (SLP) [263], con Programación Evolutiva (EP) [264], con el algoritmo híbrido Bacterial Foraging Nelder–Mead (BF-NM) [265], con el algoritmo híbrido de Evolución Diferencial con optimización basado en la Biogeografía (DE/BBO) [266], con una solución analítica [267], con una solución analítica exacta [268], con el método de Newton-Raphson (NRM) [269], con el Algoritmo de Búsqueda Gravitatoria basado en la Oposición (OGSA) [270], con el Método de Gradiente de Primer Orden (FOGM) [271] y con el algoritmo Artificial Bee Colony with Dynamic Population size (ABCDP) [272].

5.2.1.1.1.2. *Goal Programming*

La “Programación de Metas” (Goal Programming, GP) es una variación de la técnica anterior que también se suele denominar “Logro de Metas” (Goal Attainment), y busca minimizar la desviación de los objetivos predefinidos, mediante la siguiente formulación:

$$\text{Minimizar } \sum_{i=1}^k \omega_i |f_i(\mathbf{x}) - T_i| \quad (5.7)$$

donde T_i representa el objetivo o meta establecida por el tomador de decisiones para la función objetivo i , y los ω_i ahora establecen las prioridades. Al igual que en el enfoque de la agregación ponderada, el principal inconveniente es la necesidad de una información a priori (prioridades y metas).

Este método se utiliza en [273, 274] para el problema EED.

5.2.1.1.1.3. ε -Constraint

Es un método diseñado para descubrir soluciones óptimas de Pareto en base a la optimización de un objetivo, f_i , mientras trata a los otros objetivos como restricciones vinculadas por algún rango permitido ε_j . El problema se resuelve repetidamente para diferentes valores de ε_j , para generar todo el conjunto de Pareto.

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } f_i(\mathbf{x}) \\ \text{Sujeto a: } & f_j(\mathbf{x}) \leq \varepsilon_j \quad j = 1, 2, \dots, k; j \neq i \\ & g_h(\mathbf{x}) \leq 0 \quad h = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \tag{5.8}$$

Dhillon and Kothari [275] resuelven el problema EED utilizando la optimización interactiva mediante el método ε -Constraint para generar soluciones no dominadas. Granelli et al. [276] también utilizan este método, considerando la emisión como una restricción. Algunos autores [277, 278] usan este método para optimizar los objetivos preferidos, mientras consideran los restantes como restricciones. Zhang et al. [279] proponen un Método de Punto Interior (Interior Point Method, IPM) para resolver el EED, utilizando la estrategia de ε -restricción. Stanzani et al. [280] proponen un método Predictor-Corrector Primal-Dual Interior Point Method usando Weighted Sum and ε -Constraint para resolver el EED.

5.2.1.1.2. Métodos no clásicos

Aquí se engloban todas las técnicas orientadas a la determinación directa de la frontera de Pareto mediante la optimización de todos los objetivos individuales por separado, pero simultáneamente. Estos métodos han surgido gracias a los avances computacionales y al desarrollo de algoritmos metaheurísticos basados en la población.

Los algoritmos basados en la población tienen la ventaja de evaluar varias soluciones posibles en una sola iteración. Además, ofrecen una mayor flexibilidad para la toma de decisiones, sobre todo en los casos en que no se dispone de información a priori, como es el caso para la mayoría de los problemas multiobjetivo de la vida real. Sin embargo, el reto es cómo orientar la búsqueda hacia el conjunto óptimo de Pareto, y cómo mantener una población diversa con el fin de evitar la prematura convergencia. Además, su rendimiento se degrada cuando el número de objetivos aumenta y requieren de parámetros adicionales, tales como el factor de intercambio o el número de muestras de Pareto, que necesitan ser ajustados.

Aquí entra en juego la denominada "Computación Evolutiva" (Evolutionary Computing, EC) o "Algoritmos Evolutivos" (Evolutionary Algorithms, EA) que emulan el proceso de la evolución biológica. Una población de personas que representan a diferentes soluciones evoluciona para encontrar las soluciones óptimas. Los individuos más aptos son elegidos y se les aplican las operaciones de mutación y cruce, dando así una nueva generación (hijos). Aunque hoy en día es cada vez más difícil distinguir las diferencias entre los distintos tipos de algoritmos evolutivos existentes, por razones sobre todo históricas, suele hablarse de tres paradigmas principales: Programación Evolutiva (Evolutionary Programming, EP), Estrategias Evolutivas (Evolution Strategies, ES) y Algoritmos Genéticos (Genetic Algorithms, GA).

Algoritmos Evolutivos se han aplicado con éxito a todo tipo de optimización monoobjetivo, como ya se ha visto en la Sección 5.1, sobre todo, en los que las funciones objetivo no están bien definidas (no diferenciable, discontinua, y/o ninguna formulación analítica). A menudo aparecen como un paso de optimización incluido dentro de las técnicas tradicionales multiobjetivo presentadas en el apartado anterior, pero no se debe confundir estas técnicas basadas en algoritmos evolutivos híbridos con las orientadas hacia la determinación de las soluciones eficientes de Pareto que se presentan a continuación.

5.2.1.1.2.1. Métodos no basados en Pareto

El Algoritmo Genético Evaluado por Vectores (Vector Evaluated Genetic Algorithm, VEGA) de Schaffer [281] es una técnica no basada en Pareto que difiere del algoritmo genético convencional sólo en la forma en que se realiza el paso de selección. En cada generación, la población se divide en tantos subgrupos de igual tamaño como objetivos hay, y los individuos más aptos son seleccionados para cada función objetivo. Entonces las operaciones regulares de mutación y de cruce se realizan para obtener la siguiente generación.

La aptitud general resultante corresponde, por lo tanto, a una función lineal de los objetivos donde los pesos dependen de la distribución de la población en cada generación. Como consecuencia de ello, a los diferentes individuos no dominados generalmente se les asignan diferentes valores de aptitud, en contraste con lo que la definición de no dominancia podría sugerir.

La combinación lineal de los objetivos implícitamente realizadas por VEGA explica por qué la población tiende a dividirse en especies particularmente fuertes en cada uno de los objetivos, en el caso de superficies de compromiso cóncavas, un fenómeno que Schaffer llama “especiación”. De hecho, los puntos en las regiones cóncavas de una superficie de compromiso no se pueden encontrar mediante la optimización de una combinación lineal de los objetivos, para cualquier conjunto de pesos, como se señala en [282].

Aunque VEGA, al igual que el método Weighted Sum, no es muy adecuado para hacer frente a los problemas con superficies de compromiso cóncavas, el sistema de ponderación implícitamente merece más atención. En VEGA, cada objetivo se pondera proporcional al tamaño de cada sub-población y, más importante, de forma proporcional a la inversa de la aptitud media (en términos de ese objetivo) de la población total en cada generación.

Al hacer esto, y suponiendo que los tamaños de las subpoblaciones se mantienen constantes para cada objetivo, la selección VEGA, adaptativamente, intenta equilibrar la mejora en las diversas dimensiones objetivas, porque mientras haya mejores individuos en un objetivo, el rendimiento medio correspondiente aumenta, y el peso de ese objetivo disminuye en consecuencia, lo que impulsa una explotación equilibrada de múltiples óptimos en el espacio de búsqueda. Por ello, VEGA puede, al menos en algunos casos, mantener diferentes especies durante muchas más generaciones que un GA optimizando una suma ponderada pura de los mismos objetivos con los pesos fijos, debido a la deriva genética [283]. Desafortunadamente, el equilibrio alcanzado necesariamente depende de la escala de los objetivos.

El algoritmo VEGA es fácil de implementar; sin embargo, adolece del problema de especiación (evolución de las especies que sobresalen en uno de los objetivos). Esto hace que el algoritmo falle en la generación de soluciones de compromiso (las que no son necesariamente las mejores en un objetivo, pero son óptimas en el sentido de Pareto). Además, el algoritmo es susceptible a la forma del frente de Pareto.

Hay otros métodos evolutivos similares al VEGA que fueron utilizados en su día pero que han dejado paso de forma evidente a los métodos basados en Pareto. Uno de ellos es el llamado “Lexicographic Ordering” (Orden Lexicográfico) [284], utilizado posteriormente por Fourman (1985) [285] en el que los múltiples objetivos se tratan en una forma de no-agregación, realizando la selección mediante la comparación de pares de individuos, cada par de acuerdo con uno de los objetivos. En una primera versión del algoritmo, el usuario asignaba diferentes prioridades a los objetivos y los individuos eran comparados de acuerdo con el de mayor prioridad. Si esto resultaba en un empate, se usaba el objetivo con la segunda prioridad más alta, y así sucesivamente. Una segunda versión, que funcionó sorprendentemente bien, consistió en seleccionar aleatoriamente el objetivo que iba a ser utilizado en cada comparación. De manera similar a VEGA, esto corresponde a un promedio de aptitud a través de los componentes de aptitud, cada componente está ponderado por la probabilidad de cada objetivo de ser elegido para decidir cada torneo. Sin embargo, el uso de las comparaciones por pares hace que sea esencialmente diferente de una combinación lineal de los objetivos, porque la información de escala se ignora. Como los torneos constituyen aproximaciones estocásticas a la clasificación total, la aptitud resultante está más cerca de la

clasificación de la población según cada objetivo por separado, y el consiguiente promedio del ranking de cada individuo. Por lo tanto, la población todavía puede verse como una superficie de compromiso convexa siendo en realidad cóncava, dependiendo de su distribución actual y, por supuesto, del problema.

Kursawe (1991) [286] formuló una versión multiobjetivo de estrategias de evolución. Una vez más, la selección consistió en tantos pasos como objetivos había. En cada paso, uno de los objetivos era seleccionado al azar (con reemplazamiento) de acuerdo con un vector de probabilidad, y se utilizaba para dictar la eliminación de una fracción apropiada de la población actual. Después de la selección, los sobrevivientes se convertían en los padres de la siguiente generación. Si bien la aplicación de Kursawe de selección multiobjetivo posee una serie de similitudes con los métodos VEGA y el segundo método de Fourman, los individuos en los extremos de la superficie de compromiso parecían ser susceptibles de ser eliminados tan pronto como cualquier objetivo en el que mejorara pobremente fuera seleccionado para su eliminación, mientras que los individuos mediocres parecían ser más propensos a sobrevivir. Sin embargo, ya que los objetivos tenían una cierta posibilidad de no tomar parte en la selección en cada generación, era posible que algunos especialistas sobrevivieran al proceso de eliminación y generaran descendencia, a pesar de que podrían morir de inmediato en la generación posterior. Kursawe señala que esta supresión de los individuos de acuerdo con los objetivos elegidos al azar crea un ambiente no estacionario en el que la población, en lugar de converger, debe tratar de adaptarse al cambio constante.

Por último, y aún basada en el método de suma ponderada, Hajela y Lin (1992) [287] explotaron el paralelismo explícito proporcionado por una búsqueda basada en la población al incluir explícitamente los pesos en el cromosoma y la promoción de su diversidad en la población a través del intercambio de aptitud. Como consecuencia, una familia de individuos evoluciona para cada combinación de pesos, al mismo tiempo.

5.2.1.1.2.2. Métodos basados en Pareto

La idea de utilizar la asignación de aptitud basada en Pareto fue propuesta por primera vez por Goldberg (1989), para resolver los problemas del método de Schaffer (VEGA). Sugirió el uso de clasificación de no-dominancia y selección para encaminar una población hacia la frontera de Pareto en un problema de optimización multiobjetivo. La idea básica es encontrar el conjunto de individuos en la población que son soluciones de Pareto no-dominadas por el resto de la población. A estos individuos se les asigna el rango más alto y son eliminados de una futura competición. Este proceso se repite luego con los individuos restantes hasta que toda la población es adecuadamente clasificada y se le asigna a cada individuo un valor de aptitud

Goldberg también sugirió el uso de alguna clase de técnica de nicho para evitar que el Algoritmo Genético convergiera a un único punto de la frontera, con lo cual se conseguirían individuos a lo largo de toda la frontera de Pareto.

En este campo destacan los algoritmos evolutivos y la mayoría de los algoritmos desarrollados difieren en la manera en que el valor de la aptitud de un individuo se determina antes de la etapa de selección, aplicándose posteriormente las operaciones de mutación y cruce para llegar a la próxima generación de individuos.

Los enfoques inteligentes metaheurísticos (algoritmos evolutivos o técnicas basadas en enjambre) son más apropiadas para los problemas multiobjetivos genéricos, sobre todo cuando la información sobre las preferencias o prioridades de los objetivos no se conocen de antemano y cuando tratan de presentar al tomador de decisiones una amplia gama de soluciones alternativas.

Dado que los algoritmos evolutivos multiobjetivo mantienen una población de soluciones durante todo el proceso de optimización, son naturalmente adecuados para buscar un gran conjunto representante de soluciones Pareto-óptimas en paralelo. En la mayoría de los casos, estas soluciones se crean sin la intervención de ningún tomador de decisiones. Sólo después de que el proceso de optimización se ha completado, el tomador de decisiones escoge entre el conjunto de soluciones de Pareto óptimas obtenidas.

Un enfoque basado en la teoría de conjuntos difusos se utiliza generalmente para extraer una de las soluciones Pareto-óptimas como la mejor solución de compromiso para los tomadores de decisiones.

Algunos de los métodos que se engloban en esta categoría son los siguientes.

- **Algoritmo Genético Multi Objetivo (Multi Objective Genetic Algorithm, MOGA)**

Es un método simple y eficiente [288], donde el valor de la aptitud de un individuo es proporcional al número de otros individuos que domina. El nichado se puede realizar ya sea en el espacio objetivo o en el espacio de decisión.

Muralidharan et al. [289] utilizaron la optimización multiobjetivo MOGA para resolver un problema EED.

- **Algoritmo Genético de Ordenación de No-dominados (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm, NSGA)**

Es otra versión de algoritmos genéticos que utiliza una técnica de clasificación de capas [290]. A todos los individuos no dominados se les asigna el mismo valor de aptitud y el intercambio se aplica en el espacio de las variables de decisión. El proceso se repite para el resto de la población, con un valor de aptitud progresivamente menor asignado a los individuos no dominados. Varios autores [291 - 293] proponen utilizar variantes de NSGA para resolver el problema EED.

Con el objetivo de mejorar el algoritmo NSGA, Robert et al. [294] incluyeron en el mismo un proceso de elitismo, dando lugar a un algoritmo evolutivo multiobjetivo elitista llamado NSGA-II que también se ha aplicado al problema EED [295 - 298]. Las desventajas de esta técnica son que el cálculo matemático integral consume mucho tiempo, y el sesgo de búsqueda para algunas áreas puede dar lugar a una convergencia prematura, lo cual no es deseable para el frente de Pareto-óptimo.

Deb and Goal [299] introducen una mejora del NSGA-II, en el que se controla la explotación de las mejores soluciones no dominadas, asegurando la diversidad en ambas direcciones, a lo largo y lateralmente, del frente óptimo de Pareto. Esta versión se denomina "Controlled Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II" (CE-NSGA-II) (Algoritmo Genético de Ordenación de No-dominados II con Elitismo Controlado). El CE-NSGA-II no sólo favorece individuos con mejor valor de aptitud como en NSGA-II sino que también individuos que pueden ayudar a incrementar la diversidad de la población, incluso si tienen un valor más bajo de aptitud. Se utilizan dos criterios para controlar el elitismo: la "fracción de Pareto" que limita el número de individuos sobre el frente de Pareto (miembros élite) y la "función de distancia" que ayuda a mantener la diversidad favoreciendo individuos que están relativamente lejos del frente. Abul'Wafa [300] utilizó este algoritmo para resolver el problema EED.

- **Algoritmo Genético de Nichos de Pareto (Niche Pareto Genetic Algorithm, NPGA)**

En este algoritmo genético [301] en lugar de la comparación bilateral directa, dos individuos se comparan con respecto a un conjunto de comparación (por lo general el 10% de toda la población). Cuando un candidato está dominado por el conjunto mientras que el otro no lo está, se selecciona este último. Si están dominados ninguno o ambos de los candidatos, el valor de la aptitud se utiliza para decidir la selección. El NPGA introduce una nueva variable (tamaño del conjunto de comparación), pero es computacionalmente más rápido que las técnicas anteriores, ya que el paso de selección se aplica sólo a un subconjunto de la población.

Abido [302] utilizó este algoritmo para resolver el problema EED.

- **Algoritmo Evolutivo de Fortaleza de Pareto (Strength Pareto Evolutionary Algorithm, SPEA)**

Este algoritmo genético [303] utiliza un archivo externo para mantener las soluciones no dominadas encontradas durante la evolución. Las soluciones candidatas se comparan con las del

archivo. Se aplica una asignación de aptitud del estilo MOGA: la aptitud de cada miembro de la población actual se calcula de acuerdo a las fortalezas de todas las soluciones externas no dominadas que la dominan. Se aplica una técnica de agrupación para mantener la diversidad.

Abido [304] ha utilizado el SPEA para resolver el problema EED. También ha usado otros AEs para resolver el mismo problema EED, comparándolos con técnicas tradicionales de optimización [305]. Además, en [306] realiza un estudio comparativo entre algoritmos evolutivos multiobjetivo basados en poblaciones (NPGA, NSGA y SPEA) resolviendo problemas EED.

- **Evolución Diferencial Multi Objetivo (Multi Objective Differential Evolution, MODE)**

Se basa en el método de optimización monoobjetivo Evolución Diferencial, al que se le incluye un algoritmo basado en Pareto para implementar la selección de los mejores individuos. En primer lugar, se genera aleatoriamente una población y se evalúan las funciones objetivo clasificando a los individuos por rangos basados en la no-dominación; en segundo lugar, se realizan las operaciones de evolución diferencial sobre los individuos, generando vectores de prueba a los que se evalúan las funciones objetivo. Tanto los vectores padres como los vectores de prueba se combinan para formar una población de tamaño doble. Entonces, la población resultante se clasifica y se calcula la distancia de agrupamiento, y los mejores individuos se seleccionan basándose en su rango y su distancia de agrupamiento (el número de los mejores individuos coincide con el de la población inicial). Estos individuos actúan como los vectores padres de la siguiente generación.

Basu [307] y Wu et al. [308] han utilizado el MODE para resolver el problema EED.

- **Optimización Multi Objetivo por Enjambre de Partículas (Multi Objective Particle Swarm Optimization, MOPSO)**

Los enfoques de inteligencia de enjambre se han desarrollado para los problemas multiobjetivo [309 - 311]. En particular, en el MOPSO, el mejor global (hacia el que las partículas se acercan mientras se explora el espacio de búsqueda) cambia después de un número determinado de pasos del método PSO, a un punto seleccionado heurísticamente del frente de no dominados emergente. El método de selección está diseñado para enfatizar las regiones de baja densidad, por lo tanto, al mismo tiempo mantener la diversidad. El algoritmo también cuenta con un operador de mutación y un mecanismo dinámico de gestión del frente de Pareto basado en cuadrículas [311].

Son varios los autores [312 - 316] que han usado este algoritmo para resolver el problema EED.

- **Optimización Multi Objetivo por Enjambre de Hormigas Caótico (Multi-objective Chaotic Ant Swarm Optimization, MOCASO)**

Este método se basa en el denominado "Chaotic Ant Swarm Optimization" (CASO), que se inspira en el comportamiento caótico de individuos hormiga y las acciones de organización inteligentes de una colonia. En el MOCASO se utiliza la dominancia de Pareto para poder manejar los problemas multiobjetivos y técnicas de lógica difusa, además de compartición de aptitud y perturbación del factor de turbulencia para obtener mejores resultados de convergencia y diversidad en los individuos factibles. También se incorporan mecanismos de atracción global y archivo de las soluciones no dominadas encontradas, que hacen que el método converja hacia soluciones factibles no dominadas globales.

Cai et al. [317] han usado este algoritmo para resolver el problema EED.

- **Algoritmo Evolutivo Multi Objetivo Basado en Descomposición (Multi Objective Evolutionary Algorithm Based on Decomposition, MOEA/D)**

Este algoritmo consiste en aplicar el método de descomposición al algoritmo evolutivo para problemas multiobjetivos. Se resuelve el problema de la aproximación de la frontera de Pareto descomponiendo explícitamente el problema multiobjetivo en una serie de subproblemas de optimización de objetivos escalares individuales. Estos subproblemas son entonces optimizados

simultáneamente y colaborativamente para la población de soluciones utilizando un algoritmo evolutivo.

Este algoritmo se ha utilizado en [318, 319] para resolver el problema EED.

- **Alimentación de Bacterias con Ordenación de No-dominados (Non-dominated Sorting Bacteria Foraging, NSBF)**

Este método está basado en una técnica de optimización monoobjetivo llamada Algoritmo de Optimización de Alimentación de las Bacterias (Bacteria Foraging Optimization Algorithm, BFOA) [320]. En éste, una bacteria individuo de *E. coli* en un entorno de alimentación toma las medidas necesarias para minimizar la energía utilizada por unidad de tiempo gastado en búsqueda de alimento, teniendo en cuenta todas las limitaciones presentadas por su propia fisiología, como la detección y las capacidades cognitivas y el medio ambiente. Esta estrategia de búsqueda de alimento natural puede conducir a la optimización y esto constituye la base teórica de BFOA. En el método mejorado NSBF se ha adaptado el BFOA para la resolución de problemas multiobjetivo EED con un procedimiento de clasificación de soluciones no-dominadas para la búsqueda de un mejor frente de Pareto óptimo.

Pandi et al. [321] ha utilizado el NSBF para resolver el problema EED.

- **Optimización de Apareamiento de la Abeja de la Miel (Honey Bee Mating Optimization, HBMO)**

Este método se basa en el comportamiento de las abejas en su apareamiento y fue propuesta por Bozorg Haddad et al. [322]. La abeja es un insecto social que solo puede sobrevivir como un miembro de una comunidad o colonia. Una colonia de abejas normalmente consiste en una sola reina de larga vida, varios miles de zánganos (dependiendo de la temporada) y los trabajadores; todos forman una gran familia de abejas que viven en una colmena. La reina es el miembro más importante de la colmena, porque ella es la que mantiene la colmena y va produciendo nuevas reinas y abejas obreras. El papel de los zánganos es aparearse con la reina. Un vuelo de apareamiento comienza con una danza realizada por la reina que luego inicia un vuelo de apareamiento durante el cual los zánganos siguen a la reina y se aparean con ella en el aire. Al inicio del vuelo, la reina se inicializa con un cierto contenido de energía y vuelve a su nido cuando su energía se encuentra dentro de un umbral de cero o cuando su bolsa de esperma está llena. En el desarrollo del algoritmo, la funcionalidad de los trabajadores se limita a cuidado de las crías, y por lo tanto, cada trabajador puede representarse como una heurística que actúa para mejorar y/o cuidar de un conjunto de crías. La técnica HBMO estándar tiene un mecanismo flexible y equilibrado para mejorar las capacidades globales y locales de exploración. La principal desventaja del algoritmo es el hecho de que puede perder el óptimo y no es suficientemente fuerte para maximizar la capacidad de explotación y proporcionar una solución óptima cerca de un período de tiempo de ejecución limitado. En otras palabras, depende en gran medida del ajuste de sus parámetros y a menudo sufre el problema de estar atrapado en óptimos locales, de manera que la convergencia es prematura.

Este algoritmo se ha utilizado en [323, 324] para resolver el problema EED.

Ali Ghasemi [325] desarrolló una variación del algoritmo HBMO, denominado "Interactive Honey Bee Mating Optimization" (IHBMO), con el fin de mejorar el rendimiento y las deficiencias encontradas en aquel. Esta técnica es un algoritmo evolutivo híbrido que combina la potencia de los algoritmos genéticos, la gravitación universal y el recocido simulado. Su objetivo es mejorar la búsqueda global y ayudar a las abejas a converger hacia el óptimo global en el proceso de búsqueda. Además, tiene una mayor tasa de convergencia debido a que hace procesos de exploración y explotación conjuntamente de manera eficiente. Este método introduce el concepto de la gravitación universal en la consideración del afecto entre zánganos y la abeja reina en una colonia de abejas de miel. En otras palabras, mediante el empleo de la ley de Newton de la gravitación universal, se explotan las gravitaciones universales entre la abeja reina y los zánganos seleccionados. De esta

manera, la capacidad de saltar fuera de óptimos locales, la precisión y la velocidad de convergencia son notablemente mejoradas, y se logra alta precisión y eficiencia. Asimismo, se mejora la capacidad de búsqueda local y global, y se generan soluciones factibles no dominadas Pareto-óptimas bien distribuidas.

Morsali et al. [326] proponen añadir al IHBMO un nuevo mecanismo de búsqueda caótica local (Chaotic Local Search, CLS) para mejorar su capacidad de búsqueda, dando lugar al denominando "Chaotic Interactive Honey Bee Mating Optimization (CIHBMO). Mediante la combinación del mecanismo CLS con el método IHBMO, el nuevo algoritmo evolutivo híbrido puede garantizar que las soluciones no queden atrapadas en óptimos locales, en base a las características de periodicidad y regularidad del caos. Para lograr una buena decisión para la simulación de fenómenos complejos, muestreo y análisis numérico en la optimización heurística se necesitan secuencias aleatorias con un largo período y buena uniformidad. El caos es un proceso determinista, casi aleatorio, que se encuentra en los sistemas dinámicos, no lineales, no periódicos, no convergentes y limitados. Su inclusión en el algoritmo IHBMO lo mejora en su capacidad de evitar la convergencia a óptimos locales. El algoritmo también utiliza una técnica de clasificación de soluciones no dominadas para la adecuada construcción del frente de Pareto y una formulación basada en la teoría de conjuntos difusos para extraer la mejor solución de compromiso.

- **Algoritmo Evolutivo de Inviabilidad Conducida (Infeasibility Driven Evolutionary Algorithm, IDEA)**

La mayoría de los algoritmos evolutivos se basan primero en los principios de viabilidad para el manejo de restricciones. Por el contrario, IDEA conserva un conjunto de soluciones no factibles marginalmente durante todo el proceso de búsqueda. Por un lado, genera poblaciones de hijos y divide cada conjunto de soluciones en un conjunto factible y un conjunto no factible de acuerdo con las violaciones de las restricciones. Al crear la segunda generación, se considera y da más prioridad a los individuos no factibles marginales junto con los individuos factibles, lo que resulta en una convergencia más rápida para acercarse al límite de restricción óptima. Este esquema proporciona una mayor velocidad de la convergencia en comparación con EAs convencionales [327].

Zaman et al [328] han utilizado el IDEA para resolver el problema EED. Además, para mejorarlo, le han añadido un criterio heurístico dando lugar al denominado "Heuristic Infeasibility Driven Evolutionary Algorithm" (H-IDEA). En este algoritmo se genera una población inicial de soluciones de forma heurística y luego se aplica el algoritmo evolutivo IDEA. La inclusión del criterio heurístico inicialmente mejora el rendimiento del algoritmo evolutivo que se aplica posteriormente, obteniendo mejores resultados con menos tiempo de computación, ya que la heurística da la flexibilidad a todos los individuos para moverse en cualquier dirección de la región factible.

Zaman et al [328] también aplican el mismo criterio heurístico al algoritmo evolutivo NSGA-II, denominándolo H-NSGA-II, pero concluyen que con el que se obtienen mejores resultados, en los casos estudiados, es con el H-IDEA.

- **Optimizador de Búsqueda de Grupo Múltiple (Multiple Group Search Optimizer, MGSO)**

Ha surgido un nuevo método inspirado en la vida en grupo social y las conductas de alimentación de los animales, llamado Optimizador de Búsqueda de Grupo (Group Search Optimizer, GSO), basado en el modelo de los llamados individuos gorriones o vividores [329]. En comparación con otros algoritmos evolutivos, el rendimiento global de este método muestra superioridad y alta eficiencia en problemas de optimización no diferenciales, de alta dimensión y multimodales, y por lo tanto, es muy adecuado para resolver los problemas de despacho de sistemas de energía altamente restringidos y no lineales.

Zhou et al. [330] desarrollan un nuevo algoritmo basado en GSO; en él se formula un nuevo esquema de refuerzo basado en autómatas de aprendizaje estocástico para asignar explícitamente

recompensas entre los individuos buscados para aprendizaje sinérgico, que permite que grupos paralelos tengan interacción de información y compartición de recursos en el proceso de búsqueda cooperativa. Por otra parte, también se introduce una estrategia dinámica de reducción del espacio de búsqueda en el mecanismo de exploración, para obtener las soluciones de vértices precisos y extremos en la superficie de la frontera de Pareto, y se adopta una dispersión de secuencia caótica, para mejorar la diversidad de la población y evitar el atrapamiento en óptimos locales. Mientras tanto, los objetivos y restricciones del algoritmo también se manejan separadamente basándose en la distribución de Boltzmann, con el fin de dirigir los miembros no factibles hacia las regiones escasamente pobladas de la superficie de la frontera de Pareto. También se propone un nuevo método inspirado en el equilibrio de Nash, para extraer la mejor solución de compromiso, entre el conjunto de la frontera de Pareto, para el tomador de decisiones.

- **Algoritmo Genético Multiobjetivo Epsilon Variable (Epsilon Variable Multi-Objective Genetic Algorithm, ϵ v-MOGA)**

Herrero et al. [331] aplican por primera vez este algoritmo, que se basa en el concepto de ϵ -dominio para resolver un problema altamente no lineal. Este enfoque logra un conjunto ϵ -Pareto, que es dirigido hacia el conjunto Pareto-óptimo mediante un comportamiento dividido, haciendo uso de recursos de memoria limitados. Además, ϵ v-MOGA adapta los límites del frente de Pareto dinámicamente, evitando pérdidas en el proceso de adaptación de la solución. La característica más importante de ϵ v-MOGA es la relación ϵ -dominación que la ϵ -dominancia introduce para mantener un subconjunto representativo de individuos no dominados. La densidad del conjunto aproximado se puede ajustar mediante el control del valor de ϵ . Utilizando la ϵ -dominancia en el subconjunto representativo de selección del conjunto de no dominados y manteniéndolos en el archivo a lo largo de generaciones, ϵ v-MOGA muestra un buen rendimiento de convergencia y diversidad.

Ehsan Afzalan and Mahmood Joorabian [332] han utilizado este algoritmo para resolver el problema EED.

- **Búsqueda Dispersa Mejorada (Improved Scatter Search, ISS)**

Este método está basado en un método metaheurístico, basado en poblaciones, llamado Scatter Search (SS) que fue introducido en 1977 [333-335] como una heurística para la programación lineal. Utiliza un conjunto de soluciones de referencia para crear nuevas soluciones mejoradas inteligentemente, mediante la combinación y la mejora con otras soluciones, dando lugar a un conjunto de soluciones buenas y dispersas. El conjunto de referencia está basado en la calidad y la diversidad de las soluciones. Inicialmente, las mejores soluciones se añaden al conjunto de referencia, y las soluciones más diversificadas, basadas en la distancia a las soluciones ya añadidas, se incluyen en el conjunto. El algoritmo combina estas soluciones para crear nuevas soluciones y archivar un resultado deseable. Desde el punto de vista de la clasificación metaheurística, SS puede verse como un algoritmo evolutivo, ya que construye, mantiene y hace evolucionar un conjunto de soluciones a través de la búsqueda. Sin embargo, SS difiere de otras heurísticas evolutivas basadas en poblaciones, como los Algoritmos Genéticos, principalmente en su énfasis en generar nuevos elementos de la población, mayoritariamente por combinaciones deterministas de miembros anteriores de la misma, en contra del extendido uso de la aleatorización. El método SS evita el uso de los típicos operadores evolutivos, como la mutación o el cruce.

Con el ISS se proponen unas mejoras al SS para tratar con los problemas multiobjetivo EED, basadas en los conceptos de dominancia de Pareto y distancia de agrupamiento y un nuevo esquema para el método de combinación. Esto incrementa la capacidad de exploración del espacio de búsqueda del algoritmo, necesaria en problemas que tienen un amplio espacio de búsqueda como los EED.

Costa e Silva et al. [336] han utilizado este algoritmo para resolver el problema EED.

- **Algoritmo inspirado en el Murciélado con Aprendizaje Autoadaptativo (Self-Adaptive Learning Bat-inspired Algorithm, SALBA)**

Este algoritmo multiobjetivo está inspirado en el “Bat-inspired Algorithm” (BA), un método de optimización numérico simple, fácil de implementar, rápido y robusto. También se incluye en este algoritmo, con objeto de mejorar la capacidad de búsqueda, un mecanismo de aprendizaje autoadaptativo (Self-Adaptive Learning Method, SALM), que tiene reglas mutantes y un procedimiento probabilístico para la selección de cada una de estas reglas. Además, se utiliza un enfoque basado en el caos para inicializar la población y, en el procedimiento de iteración del algoritmo, se incluye un método de selección por torneo para seleccionar la población de la siguiente iteración que permite obtener una frontera de Pareto uniforme e incluir los puntos extremos de la superficie de compromiso.

El BA es un algoritmo evolutivo basado en poblaciones inspirado en la alimentación de los murciélagos, que utilizan la ecolocación, también llamada bio-sonar, por medio de la cual estos animales emiten sonidos al entorno y escuchan los ecos que retornan de objetos cercanos, identificando así dichos objetos. El volumen y el pulso de los sonidos trabajan como un PSO estándar combinado con una búsqueda local intensiva, pero en comparación con otros algoritmos evolutivos, BA tiene algunas ventajas, como son: concepto simple, fácil implementación, alta estabilidad y menos esfuerzo de ejecución. Por el contrario, con frecuencia tiene mala convergencia, al caer en óptimos locales, y poca diversidad de individuos. Para corregir estas desventajas se le incluye el algoritmo SALM.

Niknam et al. [337] han utilizado este algoritmo para resolver el problema EED.

Otros métodos basados en poblaciones y en Pareto, han sido desarrollados en los últimos diez años para resolver el problema EED, como son:

- Artificial Bee Colony with Dynamic Population size (ABCDP) [338],
- Modified Non-dominated Sorting Genetic Algorithm with Dynamic Crowding Distance (MNSGA-II + DCD) [339],
- Modified Non-dominated Sorting Genetic Algorithm with Dynamic Crowding Distance Controlled Elitism (MNSGA-II + DCD + CE) [339],
- Interactive Fuzzy Satisfying Method (IFSM) [340],
- Fuzzy-Based Bacterial Foraging Algorithm (FBBFA) [341],
- Differential Evolution Algorithm with Harmony Search (DE-HS) [342],
- Fast Multi-Objective Evolutionary Programming (FMOEP) [343],
- Multi-Objective Directed Bee Colony optimization algorithm (MODBC) [344],
- Multi-Objective Bacterial Foraging Algorithm (MOBFA) [321].

5.3. Manejo de restricciones

La gran mayoría de problemas de optimización en ingeniería son problemas con restricciones. La presencia de restricciones afecta significativamente al rendimiento de cualquier algoritmo de optimización, incluyendo los métodos de búsqueda evolutivos.

El camino general para tratar restricciones –cualquiera que sea el método de optimización– es penalizando los puntos no factibles. Sin embargo, no hay guías sobre el diseño de funciones de penalización. Otras técnicas que pueden ser usadas para manejar restricciones son más o menos

dependientes del problema. Por ejemplo, se puede incorporar el conocimiento sobre restricciones lineales dentro de operadores específicos, o se puede diseñar un operador de reparación para proyectar puntos no factibles sobre otros factibles.

El problema general de programación no lineal consiste en encontrar el vector \mathbf{x} tal que optimice $f(\mathbf{x})$, siendo $\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T \in \mathbf{F} \subseteq \mathbf{S} \subseteq \mathbb{R}^n$.

La función objetivo f está definida en el espacio de búsqueda $\mathbf{S} \subseteq \mathbb{R}^n$ y el conjunto $\mathbf{F} \subseteq \mathbf{S}$ define la región factible. Usualmente, el espacio de búsqueda \mathbf{S} se define como un rectángulo n -dimensional en \mathbb{R}^n (dominios de variables definidas por sus límites inferiores y superiores): $x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max}$, $1 \leq i \leq n$, mientras que la región factible $\mathbf{F} \subseteq \mathbf{S}$ está definida por un conjunto de $m + p$ restricciones adicionales (ver Ecs. 5.1-5.2). En cualquier punto $\mathbf{x} \in \mathbf{F}$, las restricciones g_j que satisfagan $g_j(\mathbf{x}) = 0$, se llaman restricciones activas en \mathbf{x} .

El problema de programación no lineal (NLP), en general, es intratable: es imposible desarrollar un método determinista para la programación no lineal en la categoría de optimización global, que pudiera ser mejor que la búsqueda exhaustiva. Esto deja un lugar para los algoritmos evolutivos, ampliados con algunos métodos de manejo de restricciones.

Existen diferentes enfoques propuestos para el manejo de restricciones con algoritmos genéticos en problemas de optimización con restricciones. Estos métodos se pueden agrupar en cinco categorías:

5.3.1. Métodos basados en funciones de penalización

Muchos algoritmos evolutivos incorporan un método de manejo de restricciones basado en el concepto de funciones de penalización, que penaliza soluciones no factibles [345]. Este método de penalización transforma el problema con restricciones en uno sin restricciones, de dos formas. La primera de ellas es la forma aditiva siguiente:

$$FO(\mathbf{x}) = \begin{cases} f(\mathbf{x}) & \text{si } \mathbf{x} \in \mathbf{F} \\ f(\mathbf{x}) + f_p(\mathbf{x}) & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (5.9)$$

donde $FO(\mathbf{x})$ es la "nueva" función objetivo a optimizar, y $f_p(\mathbf{x})$ es la función de penalización. Para problemas de minimización, si no se produce ninguna violación de las restricciones entonces $f_p(\mathbf{x})$ es cero, en otro caso será positivo.

La segunda es la forma multiplicativa:

$$FO(\mathbf{x}) = \begin{cases} f(\mathbf{x}) & \text{si } \mathbf{x} \in \mathbf{F} \\ f(\mathbf{x}) f_p(\mathbf{x}) & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (5.10)$$

Para problemas de minimización, si no se produce ninguna violación de las restricciones entonces $f_p(\mathbf{x})$ es uno, en otro caso será un número mayor que uno.

La forma aditiva ha recibido más atención en la comunidad de los GAs que la forma multiplicativa.

En la optimización clásica, normalmente se usan dos tipos de funciones de penalización: las funciones de penalización por el interior y por el exterior. Estas últimas son más usadas con los GAs ya que no es necesario comenzar con una solución factible. La formulación general de una función de penalización exterior es [346].

$$FO(\mathbf{x}) = f(\mathbf{x}) + \left[\sum_{i=1}^m r_i G_i + \sum_{j=1}^p c_j L_j \right] \quad (5.11)$$

donde G_i y L_i son las funciones de las restricciones $g_i(\mathbf{x})$ y $h_j(\mathbf{x})$, respectivamente, y r_i y c_j son los parámetros de penalización. Las fórmulas generales de G_i y L_i son,

$$G_i = \max[0, g_j(\mathbf{x})]^\beta \quad (5.12.1)$$

$$L_i = |h_j(\mathbf{x})|^\gamma \quad (5.12.2)$$

donde β y γ son, normalmente, 1 ó 2. Si no se produce una violación de alguna de las restricciones entonces tanto G_i como L_i son cero. La severidad de la penalización depende de los parámetros de penalización considerados.

El método de penalización más simple y popular es aquel que simplemente elimina de la población las soluciones no factibles, conocido como "Penalización por Defunción" [347]. Otros métodos de penalización basados en funciones de penalización son los métodos de penalización estática [348, 349] y dinámica [350, 351]. Por ejemplo, Homaifar et al. [348] propusieron un enfoque de penalización estática en los cuales el usuario define algunos niveles de violación de las restricciones. La desventaja de este método es el gran número de parámetros que deben ser ajustados. En el caso de la penalización dinámica, los parámetros de penalización normalmente dependen del número de la generación actual. Jones and Houck [350] sugieren la siguiente función dinámica para evaluar los individuos en cada iteración t :

$$eval(\mathbf{x}) = f(\mathbf{x}) + (C t)^\alpha \left[\sum_{i=1}^m D_i^\beta(\mathbf{x}) + \sum_{j=1}^p D_j(\mathbf{x}) \right] \quad (5.13)$$

donde C , α y β son constantes que introduce el usuario, y

$$D_i(\mathbf{x}) = \begin{cases} 0 & g_i(\mathbf{x}) \leq 0, 1 \leq i \leq m \\ |g_i(\mathbf{x})| & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (5.14.1)$$

$$D_j(\mathbf{x}) = \begin{cases} 0 & -\varepsilon \leq h_j(\mathbf{x}) \leq \varepsilon, 1 \leq j \leq p \\ |h_j(\mathbf{x})| & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (5.14.2)$$

En este grupo también hay métodos basados en el "Simulated Annealing" (SA). Michalewicz and Attia [352] desarrollaron un método (GENECOP II) basado en la idea del SA. GENECOP II distingue entre restricciones lineales y no lineales. En el algoritmo sólo se consideran las restricciones activas en cada iteración. Como curiosidad, comentar que en la generación inicial no hay diversidad pues consiste en múltiples copias de una solución que satisface todas las restricciones lineales. El método es muy sensible a los valores de los parámetros. No hay una forma específica de decidir qué valores de los parámetros elegir para cualquier problema particular.

Hadj-Alouane and Bean [353] usan un método con penalizaciones adaptativas en el cual los parámetros de penalización se actualizan para cada generación de acuerdo a la información obtenida de la población. Concretamente aplican la siguiente fórmula:

$$eval(\mathbf{x}) = f(\mathbf{x}) + \lambda(t) \left[\sum_{i=1}^m g_i^2(\mathbf{x}) + \sum_{j=1}^p |h_j(\mathbf{x})| \right] \quad (5.15)$$

donde $\lambda(t)$ es actualizado cada generación t con respecto al estado actual de la búsqueda (basado en las últimas k generaciones). Esto supone la estimación de un umbral cercano al factible para cada restricción $1 \leq j \leq m + p$; tales umbrales indican distancias desde la región factible F que son "razonables" (o, en otras palabras, que determinan interesantes soluciones no factibles, por ejemplo, soluciones relativamente cercanas a la región factible).

Le Riche et al. [354] desarrollaron un Algoritmo Genético Segregado que usa dos parámetros de penalización (p_1 y p_2) en dos poblaciones diferentes. El objetivo es superar el problema de penalizaciones demasiado altas y demasiado bajas. Si se elige un valor bajo para p_1 y un valor alto para p_2 , se puede lograr una convergencia simultánea desde ambos lados de la región factible.

Coello [355] desarrollo un método de penalizaciones co-evolutivas que divide la penalización en dos valores, de forma que el GA tiene suficiente información sobre el número de violaciones de las restricciones y el valor de dichas violaciones. Cada individuo es evaluado con la siguiente fórmula:

$$eval(\mathbf{x}) = f(\mathbf{x}) + coef \omega_1 + viol \omega_2 \quad (5.16)$$

donde ω_1 y ω_2 son dos parámetros de penalización, *coef* es la suma de los valores de las violaciones y *viol* es el número de restricciones que se violan. Si los parámetros de penalización no se eligen con cuidado, se puede requerir una gran cantidad de evaluaciones de la función de evaluación. Este método sólo considera restricciones de desigualdad.

5.3.2. Métodos basados en preservar la factibilidad de las soluciones

El mejor ejemplo de estos métodos es el sistema GENOCOP (GENetic algorithm for NUMerical Optimization for CONstrained Problems) desarrollado por Zbigniew Michalewicz [356]. En su origen, el método asumía sólo restricciones lineales y un punto factible de inicio (o población inicial factible). Está basado en operadores especializados que transforman individuos no factibles en individuos factibles. Las ecuaciones lineales se usan para eliminar algunas variables, que son reemplazadas por una combinación lineal de las restantes. Las desigualdades lineales se actualizan adecuadamente. Un conjunto cerrado de operadores mantiene la factibilidad de las soluciones. Por ejemplo, cuando un componente en particular, x_i , de un vector solución \mathbf{x} varía, el algoritmo genético determina su actual dominio, $dom(x_i)$ (que es una función de restricciones lineales y los valores restantes del vector solución \mathbf{x}) y el nuevo valor de x_i se toma aleatoriamente de este dominio. En cualquier caso, el vector solución hijo es siempre factible. De forma similar, el cruce aritmético, $\alpha \mathbf{x} + (1 - \alpha)\mathbf{y}$, de dos vectores solución factibles \mathbf{x} e \mathbf{y} , produce siempre una solución factible para $0 \leq \alpha \leq 1$, en espacios de búsqueda convexos.

Para muchos problemas de optimización con restricciones, es una situación común que algunas restricciones estén activas en el óptimo global objetivo, es decir, que el óptimo se encuentre sobre el límite del espacio factible. Por ello, algunos trabajos [357] están dirigidos hacia sistemas que buscan sólo en el área límite entre las regiones factible y no factible del espacio de búsqueda. Dichos sistemas están basados en operadores de límite especializados (cruce de esfera, cruce geométrico, etc.).

5.3.3. Métodos basados en la búsqueda de soluciones factibles

Hay algunos métodos que enfatizan la distinción entre soluciones factibles y no factibles en el espacio de búsqueda S . Uno de ellos, llamado método de "memoria de conducta" ("Behavioral Memory", en inglés) [358] considera las restricciones del problema en una secuencia; se realiza un cambio de una restricción a otra cuando se produce la llegada de un número suficiente de individuos factibles en la población.

Otros métodos usan los valores de la función objetivo f y los valores de las violaciones de las restricciones f_j ($j = 1, \dots, m$) como elementos de un vector, y aplican técnicas multi-objetivo para minimizar todos los componentes del vector. Por ejemplo, Powell and Skolnick [359] desarrollaron un método basado en un método de penalización clásico, con una notable excepción que se comenta más abajo. Cada individuo es evaluado por la fórmula:

$$eval(\mathbf{x}) = f(\mathbf{x}) + r \sum_{j=1}^m f_j(\mathbf{x}) + \theta(t, \mathbf{x}) \quad (5.12)$$

donde r es una constante; sin embargo, el componente original $\theta(t, \mathbf{x})$ es una función adicional dependiente de la iteración, que influye en las evaluaciones de las soluciones no factibles. La excepción es que el método distingue entre individuos factibles y no factibles adoptando una regla heurística adicional: para cualquier individuo factible \mathbf{x} y cualquier individuo no factible \mathbf{y} : $eval(\mathbf{x}) < eval(\mathbf{y})$, es decir, cualquier solución factible es mejor que cualquiera no factible (para problemas de minimización).

Posteriormente Deb [360] hizo una modificación de este método mediante la implementación del operador de selección por torneo y con la siguiente función de evaluación:

$$eval(\mathbf{x}) = \begin{cases} f(\mathbf{x}) & \text{si } \mathbf{x} \text{ es factible} \\ f_{max} + \sum_{j=1}^m f_j(\mathbf{x}) & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (5.9)$$

donde f_{max} es el valor de la función de la peor solución factible en la población. La principal diferencia entre este método y el de Powell and Skolnick, es que en este método, en la evaluación de una solución no factible, no se considera el valor de la función objetivo. Adicionalmente, se añade un esquema de nicho para mantener la diversidad entre las soluciones factibles. Por lo tanto, inicialmente la búsqueda se focaliza en encontrar soluciones factibles y, más tarde, cuando se encuentran un número adecuado de soluciones factibles, el algoritmo encuentra mejores soluciones factibles manteniendo la diversidad en soluciones en la región factible. Es interesante notar que no es necesario aquí el coeficiente de penalización r , porque las soluciones factibles son siempre evaluadas para ser mejores que las soluciones no factibles, y las soluciones no factibles se comparan puramente basándose en sus violaciones de las restricciones.

El GENOCOP III fue propuesto por Nazhiyath and Michalewicz [361] para resolver problemas generales de programación no lineal. Extiende el sistema GENOCOP manteniendo dos poblaciones separadas, donde la evolución en una de las poblaciones influye en las evaluaciones de los individuos de la otra población. La primera población está formada por los llamados puntos de búsqueda sobre S que satisfacen restricciones lineales del problema (como en el sistema GENOCOP original). La factibilidad (en el sentido de restricciones lineales) de estos puntos es mantenida por operadores especializados. La segunda población está formada por los llamados puntos de referencia de F ; estos puntos son completamente factibles, es decir, satisfacen todas las restricciones. Los puntos de referencia, siendo factibles, son evaluados directamente por la función objetivo. Por otro lado, los puntos de búsqueda no factibles son reparados para su evaluación.

El GENOCOP III evita muchas desventajas de otros sistemas. Introduce sólo pocos parámetros adicionales (el tamaño de la población de los puntos de referencia, la probabilidad de reemplazamiento). Siempre devuelve una solución factible. Se busca un espacio de búsqueda factible F haciendo referencias desde los puntos de búsqueda. Los vecinos de los mejores puntos de referencia se exploran más a menudo. Algunos puntos de referencia se introducen en la población de los puntos de búsqueda, donde se someten a la transformación de los operadores especializados (que preservar restricciones lineales).

5.3.4. Métodos basados en decodificadores

En estas técnicas un cromosoma “da instrucciones” sobre cómo construir una solución factible. Cada decodificador impone un plano T entre una solución factible y una solución decodificada. Es importante que se satisfagan algunas condiciones:

- a) para cada solución $\mathbf{s} \in F$ hay una solución codificada \mathbf{d} ,
- b) cada solución codificada \mathbf{d} se corresponde con una solución factible \mathbf{s} ,
- c) todas las soluciones en F deben estar representadas por el mismo número de codificadores \mathbf{d} ,
- d) adicionalmente, la transformación T debe ser computacionalmente rápida, y
- e) debe tener característica de localidad, en el sentido que pequeños cambios en la solución decodificada de lugar a pequeños cambios en la solución misma.

Koziel and Michalewicz [362] propusieron un método para resolver problemas de optimización numérica con restricciones, que incorpora un mapa homomorfo entre un cubo n -dimensional y un espacio de búsqueda factible. El mapa transforma el problema con restricciones en uno sin restricciones. El método tiene algunas ventajas sobre los otros métodos propuestos (no necesita parámetros adicionales, no necesita evaluar –o penalizar– soluciones no factibles, facilidad de aproximación a soluciones localizadas en el final de la región factible, no necesita operadores especiales, etc.).

5.3.5. Métodos híbridos

Es relativamente fácil desarrollar métodos híbridos que combinen técnicas de computación evolutiva con procedimientos heurísticos para problemas de optimización numérica. Uno de ellos es el que combina un algoritmo evolutivo con el método de conjunto de dirección de Hooke-Jeeves [363].

Parmee and Purchase [364] utilizaron la idea propuesta en VEGA [365] para guiar la búsqueda de un algoritmo evolutivo hacia la región factible de un problema de diseño óptimo de la turbina de gas con un espacio de búsqueda muy limitado. El objetivo de VEGA es dividir la población en sub-poblaciones, y cada sub-población tendrá el objetivo de optimizar un objetivo. En este caso, el conjunto de objetivos son sólo las restricciones del problema. Operadores genéticos se aplican a todas las soluciones, independientemente de la subpoblación de cada solución. En el enfoque de Parmee, una vez que se alcanza la región factible, los operadores especiales se utilizan para mejorar las soluciones factibles. El uso de estos operadores especiales que conservan la factibilidad hace este enfoque altamente específico para un dominio de aplicación, en lugar de proporcionar una metodología general para manejar limitaciones [366].

Surry et al. [367] proponen el método COMOGA (Constrained Optimization by Multiobjective Optimization Genetic Algorithms) que es un método donde todos los miembros de la población son clasificados sobre la suma de las violaciones de las restricciones; tal clasificación, junto con el valor de la función objetivo lleva a un problema de optimización de dos objetivos.

6. Metodología desarrollada

Resolver un problema EEUC consiste en decidir qué unidades deben acoplarse y cuándo (UC) y qué potencia debe tener cada una de ellas en cada hora del período de estudio (EED), de tal forma que se minimice conjuntamente el coste de combustible y la emisión de contaminantes en el período de estudio. En esta Tesis, para la resolución del SEP de Gran Canaria, se considera un periodo de estudio de un día (24 horas), por lo que entra dentro de los estudios de planificación a corto plazo de la programación de unidades de generación en sistemas eléctricos de potencia.

En el Capítulo 5, se cita una amplia gama de métodos y/o algoritmos que se han utilizado en los últimos 20 años para resolver problemas EED y EEUC. Cada uno de ellos tiene sus ventajas e inconvenientes, de tal manera que no se podría llegar a decir, a priori, cuál de ellos es mejor para resolver un problema en concreto. La idea subyacente de esta Tesis es aplicar la metodología más sencilla y práctica para resolver el problema EEUC que nos ocupa.

Desde el punto de vista ingenieril, en la resolución de un problema es importante tener el mayor conocimiento posible del mismo, de tal forma que todo lo que sea determinista o conocido se pueda formular directamente. Para ello, por tanto, es necesario conocer el problema particular que se trate para generalizar lo menos posible, ya que el objetivo es resolver el problema que tenemos entre las manos y no todos los problemas similares existentes.

En este caso, y derivado del conocimiento que el autor de esta Tesis tiene del SEP de Gran Canaria, la resolución del problema EEUC considerado, se lleva a cabo mediante dos procesos diferentes pero íntimamente relacionados entre sí:

1º) Asignación de Unidades (UC): para su resolución se utiliza un híbrido de algoritmo genético binario con una lista de prioridades utilizada para crear algunos de los individuos de la primera población; el resto de individuos de la población inicial se crean aleatoriamente. Todos los individuos son clasificados siguiendo el criterio de dominancia de Pareto en función de sus valores de aptitud; en el cálculo de la aptitud se incluyen funciones de penalización para las restricciones relacionadas con la asignación de unidades y criterios de corrección para la obtención de individuos factibles. A su vez, se lleva un registro de los mejores individuos (elitismo) y las siguientes generaciones se consiguen a través de los operadores clásicos de los algoritmos genéticos (selección, cruce y mutación).

2º) Despacho Económico y Medioambiental (EED): se utiliza el método “Weighted Sum” (WS) para convertir el problema multiobjetivo en un monoobjetivo equivalente, que se resuelve por medio de un algoritmo basado en los multiplicadores de Lagrange. Además, el típico “factor de penalización del precio” (PPF) que se suele utilizar en los problemas EED cuando se aplica el método WS, se sustituye por un nuevo factor, que se denomina “factor de conversión de unidades” (FCU), que aunque es similar al PPF, permite obtener una mejor distribución de las soluciones óptimas en la frontera de Pareto y, además, permite obtener, de forma muy sencilla, la mejor solución de compromiso de entre todas las soluciones óptimas que se encuentran en la frontera de Pareto.

Estos dos procesos están completamente entrelazados porque, para la evaluación de la aptitud de los individuos de las poblaciones del algoritmo genético del proceso 1º, es necesario resolver el proceso 2º.

En el proceso 1º también se incluyen funciones de penalización de algunas restricciones que se deben cumplir en el proceso 2º, porque puede haber casos en los que todas las restricciones no se puedan cumplir simultáneamente; esto suele ocurrir cuando hay muchas restricciones que pueden hacer inviable la obtención de una solución, por lo que habría que buscar la mejor, aun incumpliendo alguna de las

restricciones. En este caso las restricciones deben estar debidamente penalizadas en función de su importancia dentro del sistema eléctrico de potencia que se trata.

El uso combinado de estos dos procesos da lugar a una frontera de Pareto para cada individuo factible. Y en cada generación del proceso 1º se van guardando, para cada peso que se utiliza en el método WS, el individuo que produjo la mejor solución para dicho peso. De esta manera se obtiene una frontera de Pareto definitiva que ofrece los individuos óptimos para cada combinación de pesos posible y que representa la importancia que cada objetivo tiene con respecto a los otros.

La pregunta que surge ahora, después de ver en el Capítulo 5 todos los posibles métodos aplicados tanto al UC como al EED, es: ¿por qué se han elegido estos métodos y no otros?

En las secciones que siguen se expondrán algunos motivos.

6.1. Método híbrido Weighted Sum y algoritmo basado en multiplicadores de Lagrange para la resolución del EED

En esta sección se describe la metodología seguida para resolver el problema multiobjetivo de despacho de potencia económico y medioambiental (EED) de unidades generadoras en sistemas eléctricos de potencia, y se muestran los resultados de su aplicación a tres ejemplos test típicos de la literatura existente sobre el EED. Dichos ejemplos se han usado para verificar la eficacia del algoritmo implementado, al que se denominó “Método de Objetivos Incrementales” (MOI), demostrándose que las soluciones obtenidas en ningún caso son superadas por ninguno de los otros métodos con los que se compara. Además, se concluye que el MOI es un método práctico y eficiente, tanto por su sencillez como por la precisión de las soluciones y la velocidad de resolución.

El MOI es una extensión del método de los Multiplicadores de Lagrange, utilizado durante muchos años para resolver problemas de despacho económico (ED) con funciones de coste cuadráticas. Concretamente, es un método iterativo que implica funciones cuadráticas y exponenciales, y que utiliza el método “Weighted Sum” (WS) para obtener el frente de Pareto-óptimo, convirtiendo el problema multiobjetivo en otro monoobjetivo equivalente. Sin embargo, en lugar de añadir el típico “factor de penalización del precio” que se utiliza con el WS, aquí se propone un factor más simple para hacer las unidades de las emisiones y de los costes comparables. Este factor se obtiene en función del problema y del nivel de demanda que se quiera resolver en el sistema eléctrico que se trate, y proporciona una mejor distribución del frente de Pareto-óptimo, al tiempo que ayuda al “tomador de decisiones” a decidir cuál es la solución óptima de Pareto a elegir de entre todas las posibles.

Para cada valor asignado a la función de ponderación del método Weighted Sum, el método propuesto ofrece la solución global utilizando un método de búsqueda iterativa. Debe señalarse que a pesar de que son necesarias varias ejecuciones para obtener el frente de Pareto-óptimo, pueden llevarse a cabo sin ninguna dificultad porque el método es muy rápido. Por otra parte, dado que el problema considerado con las funciones indicadas tiene un frente de Pareto-óptimo convexo, el método de suma ponderada funciona bien.

6.1.1. Formulación del problema EED

El problema de optimización EED puede ser formulado como:

$$\min [C(P), E(P)] \quad (6.1)$$

sujeto a

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_D \quad (6.2)$$

$$P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max} \quad (6.3)$$

siendo:

- N : el número de unidades
 $C(P)$: el coste de combustible de las unidades (MU/h)
 $E(P)$: las emisiones de las unidades (m.u./h)
 P_D : la demanda de carga del sistema (MW)
 P_i : la potencia de generación de la unidad i (MW)
 P_i^{min} : la potencia mínima de generación de la unidad i (MW)
 P_i^{max} : la potencia máxima de generación de la unidad i (MW)
 MU: las unidades monetarias (\$, € o cualquier otra)
 m.u.: la unidad de masa (t, kg o cualquier otra)

El coste total de combustible (MU/h), para una hora determinada, puede ser expresado como:

$$C(P) = \sum_{i=1}^N C_i(P_i) \quad (6.4)$$

donde $C_i(P_i)$ es el coste de combustible asociado a la unidad i cuando su potencia generada es P_i y que tradicionalmente se representa como una función cuadrática:

$$C_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (6.5)$$

siendo a_i (MU/(hMW²)), b_i (MU/(hMW)) y c_i (MU/h) los coeficientes del coste de la unidad i .

Las emisiones totales (m.u./h), para una hora determinada, pueden ser expresadas como:

$$E(P) = \sum_{i=1}^N E_i(P_i) \quad (6.6)$$

donde $E_i(P_i)$ es la emisión asociada a la unidad i cuando su potencia generada es P_i . Para modelar las emisiones, en algunos casos se utilizan funciones cuadráticas, pero hay casos en los que se utiliza una combinación de una función cuadrática más un término exponencial como sigue:

$$E_i(P_i) = \alpha_i P_i^2 + \beta_i P_i + \gamma_i + \delta_i \exp(\eta_i P_i) \quad (6.7)$$

siendo α_i (m.u./hMW²), β_i (m.u./hMW), γ_i (m.u./h), δ_i (m.u./h) y η_i (1/MW) los coeficientes de las emisiones de la unidad i .

Usando el método WS, el problema multiobjetivo (6.11) puede convertirse en un problema de optimización simple combinando los dos objetivos de la siguiente manera:

$$f(P, \omega) = \omega C(P) + (1 - \omega)E(P) \quad (6.8)$$

donde ω es un factor de peso entre 0 y 1, de tal manera que si ω es igual a uno, la función objetivo se convierte en el clásico problema monoobjetivo de Despacho Económico y si ω es cero, la función objetivo se convierte en un problema monoobjetivo de Despacho Medioambiental. El "tomador de decisiones" puede seleccionar el valor del factor de peso basado en la importancia de los costes con respecto a las emisiones.

Algunos autores [268, 315, 341, 368-370] cuando aplican el método WS añaden un factor de escala, llamado "factor de penalización del precio" (MU/m.u.), que multiplicado por las emisiones (m.u./h) da lugar a una curva equivalente total con las mismas unidades que los costes (MU/h). El factor de

penalización del precio para el problema EED es la relación entre los costes de combustible y las emisiones, y su valor varía en función del conjunto de las potencias generadas de todas las unidades, $\{P_i\}_{i=1}^N$, por lo que no es conocido a priori. Normalmente se usa un factor de escala, h , constante, calculado a partir de los valores de costes y emisiones, considerando todas las unidades acopladas a plena carga.

Considerando el factor h , la ecuación (6.8) se convierte en:

$$f(P, \omega, h) = \omega C(P) + h(1 - \omega)E(P) \quad (6.9)$$

Si se considera un sistema eléctrico de potencia con N unidades generadoras, se tendrá:

$$f(P, \omega, h) = \omega \sum_{i=1}^N C_i(P_i) + h(1 - \omega) \sum_{i=1}^N E_i(P_i) \quad (6.10)$$

Es decir:

$$f(P, \omega, h) = \sum_{i=1}^N [A_i P_i^2 + B_i P_i + C_i + D_i \exp(\eta_i P_i)] \quad (6.11)$$

donde:

$$A_i = \omega a_i + (1 - \omega)h \alpha_i \quad (6.12.1)$$

$$B_i = \omega b_i + (1 - \omega)h \beta_i \quad (6.12.2)$$

$$C_i = \omega c_i + (1 - \omega)h \gamma_i \quad (6.12.3)$$

$$D_i = (1 - \omega)h \delta_i \quad (6.12.4)$$

6.1.2. El Método de Objetivos Incrementales (MOI)

Si $n + 1$ es el número de puntos que se desean obtener de la frontera de Pareto-óptima, el método de objetivos incrementales (MOI) propuesto en esta Tesis para resolver el problema EED resuelve $n + 1$ problemas de optimización del tipo:

$$\min f(P, \omega, h) \quad (6.13)$$

sujeto a las restricciones (6.2–6.3), donde $f(P, \omega, h)$ está representada por (6.11–6.12) y:

$$\omega \in \{\omega_0 = 0\} \cup \left\{ \omega_i = \omega_{i-1} + \Delta\omega : \Delta\omega = \frac{1}{n} \right\}_{i=1}^n. \quad (6.14)$$

Cada uno de estos problemas en un problema de optimización con restricciones que puede ser resuelto usando la función de Lagrange, como se hace para la resolución del problema clásico de Despacho Económico [371]:

$$\ell = f(P, \omega, h) + \lambda \left(\sum_{i=1}^N P_i - P_D \right) \quad (6.15)$$

donde $\lambda \equiv \lambda(\omega)$ es un multiplicador de Lagrange no conocido.

La condición necesaria para obtener un valor mínimo de la función de Lagrange, es que las primeras derivadas con respecto a cada una de las variables independientes del problema sean iguales a cero. Haciendo esto, se obtienen $N + 1$ variables, los N valores de potencia de generación de las unidades, P_i , más el multiplicador de Lagrange, λ . La derivada de la función de Lagrange con respecto al multiplicador solo da lugar a la restricción (6.2). Las N ecuaciones que resultan de las derivadas parciales de la función de Lagrange con respecto a cada una de las potencias de generación de las unidades da lugar al siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\left\{ \frac{\partial f(P, \omega, h)}{\partial P_i} = \lambda \right\}_{i=1}^N \quad (6.16)$$

Es decir, la condición necesaria para la existencia de un mínimo es que los ratios de objetivos incrementales de todas las unidades sean iguales a algún valor no conocido, λ . A partir de (6.11), resulta:

$$\{\lambda = 2A_i P_i + B_i + D_i \eta_i \exp(\eta_i P_i)\}_{i=1}^N \quad (6.17)$$

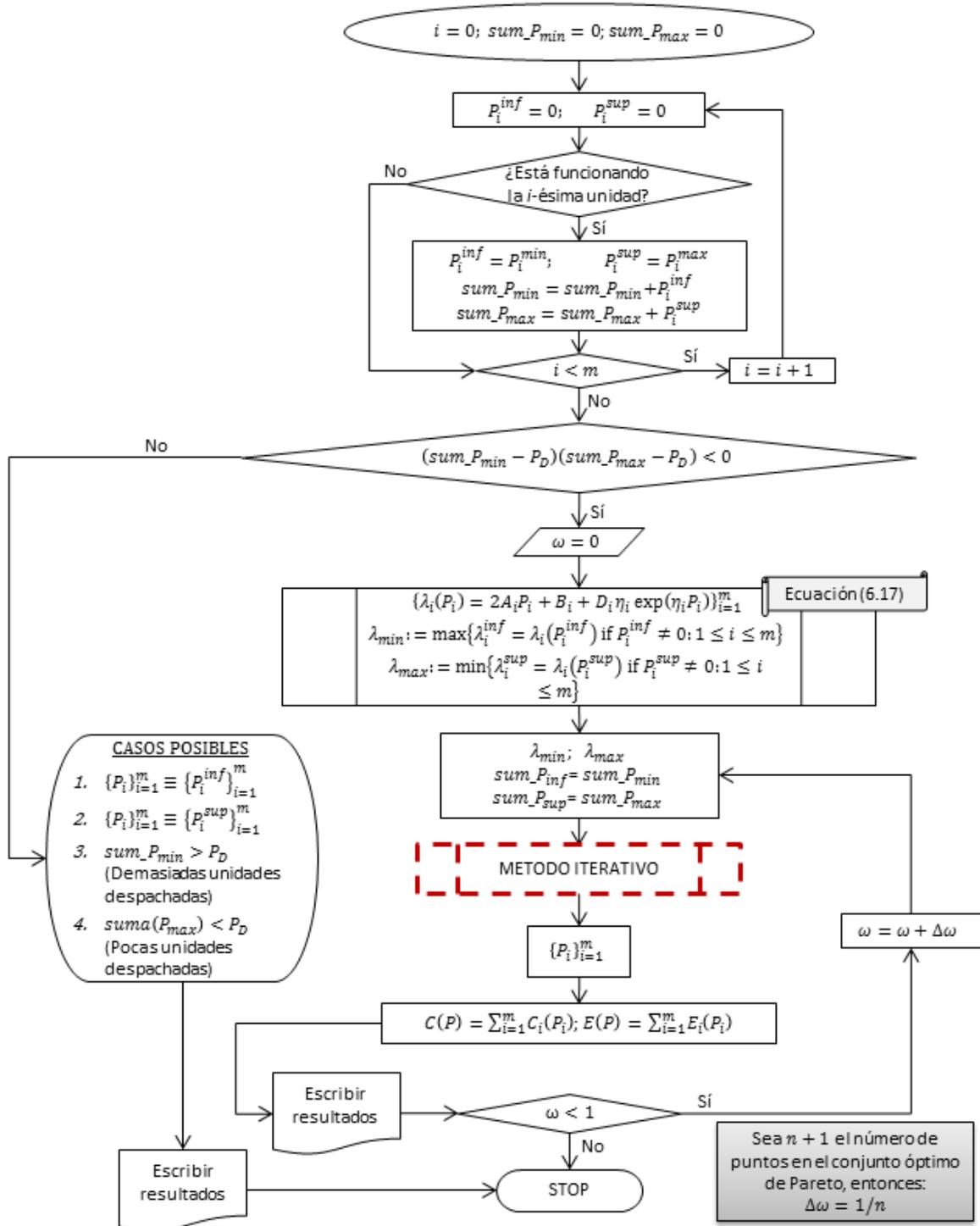


Figura 6.1. Flujograma del Método de Objetivos Incrementales (MOI)

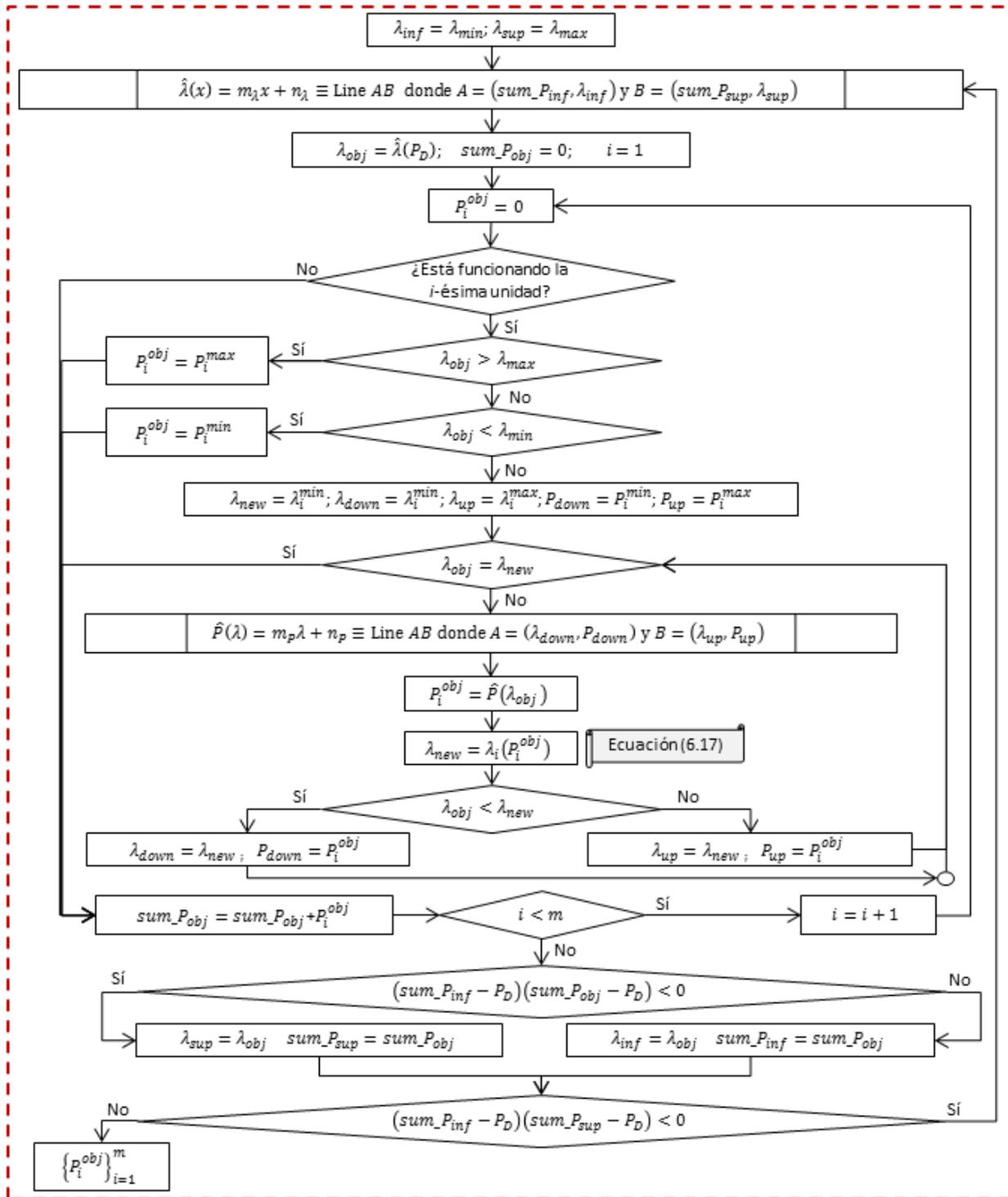


Figura 6.2. Flujoograma del método de búsqueda iterativo implementado para buscar las potencias de generación.

Por supuesto, a esta condición necesaria debe añadirse las restricciones (2-3).

En el caso de una función cuadrática para la función objetivo (6.11) o, lo que es lo mismo, en el caso de que la función objetivo incremental sea una recta, es posible encontrar analíticamente las potencias de generación, pero en el caso como el planteado, donde la función objetivo incluye un término exponencial, esto no es posible. Por ello, se ha utilizado un método de búsqueda iterativo que converge muy rápidamente para este tipo particular de problemas de optimización.

El flujograma del MOI con el método de búsqueda iterativo implementado para encontrar la potencia de generación de todos los generadores (resolución del problema EED) se muestra en las Figuras 6.1 y 6.2.

6.1.3. Simulación y resultados

6.2.3.1. Factores de escala

Dado que los valores de las potencias de generación varían para cada factor de peso, ω , también lo harán los factores de escala, h , por lo que se han estudiado varios factores de escala para ver cómo influye en los resultados de la optimización. Se han considerado los siguientes factores de escala:

Caso 1: Valor constante e igual al factor de penalización del precio cuando todas las unidades de generación están despachadas a plena carga:

$$h_{\omega} = h_{max} = \frac{\sum_{i=1}^N C_i(P_i^{max})}{\sum_{i=1}^N E_i(P_i^{max})}, \forall \omega \quad (6.18)$$

Caso 2: Variación lineal con respecto al factor de peso, ω . En este caso es necesario resolver primero los dos casos extremos, el Despacho Medioambiental de Potencias ($\omega = 0$) y el clásico Despacho Económico de Potencias ($\omega = 1$). Después se calculan sus respectivos factores de penalización del precio (h_0 y h_1) y, finalmente, el problema de optimización (6.15, 6.2–6.3) es resuelto variando el factor de peso desde $1/n$ hasta $1-1/n$, con incrementos de $1/n$, y considerando:

$$h_{\omega} = h_0 + \omega (h_1 - h_0) \quad (6.19)$$

Caso 3: Variación cuadrática con respecto al factor de peso, ω . En este caso es necesario resolver primero los dos casos extremos, el Despacho Medioambiental de Potencias ($\omega = 0$) y el clásico Despacho Económico de Potencias ($\omega = 1$). Después se calculan sus respectivos factores de penalización del precio (h_0 y h_1) y, con el fin de disponer de los mínimos tres puntos necesarios para definir una curva cuadrática, se obtiene el factor de penalización del precio para $\omega = 0.5$, $h_{0.5}$, de la siguiente manera:

Paso 0: se define $\varepsilon = 0,00001$.

Paso 1: se calcula $h_{new} = h_0 + 0,5 (h_1 - h_0)$.

Paso 2: se resuelve el problema de optimización (6.15, 6.2–6.3) para $\omega = 0,5$ y $h_{0,5} = h_{new}$.

Paso 3: se calcula el Nuevo factor de penalización del precio, h_{new} , a partir de las soluciones de potencia, $\{P_i\}_{i=1}^N$, obtenidas en el paso 2:

$$h_{new} = \frac{\sum_{i=1}^N C_i(P_i)}{\sum_{i=1}^N E_i(P_i)}$$

Paso 4: se comparan los factores de penalización del precio $h_{0,5}$ y h_{new} :

Si $|h_{0,5} - h_{new}| \leq \varepsilon$, el algoritmo se detiene y $h_{0,5} = h_{new}$; en cualquier otro caso se vuelve al paso 2.

Finalmente, el problema de optimización (6.15, 6.2–6.3) se resuelve para el resto de factores de peso, ω , entre $1/n$ and $1-1/n$, con incrementos de $1/n$, y considerando:

$$h_{\omega} = a \omega^2 + b \omega + c \quad (6.20)$$

donde:

$$a = 2(h_0 + h_1) - 4h_{0,5} \quad (6.21.1)$$

$$b = 4h_{0,5} - h_1 - 3h_0 \quad (6.21.2)$$

$$c = h_0 \quad (6.21.3)$$

Case 4. Ahora el concepto de factor de escala cambia significativamente. En lugar de transformar las unidades de las emisiones de m.u./h a MU/h, multiplicándolas por un factor de escala (MU/m.u.), el

objetivo es “hacer comparable” las unidades de medida de las emisiones y de los costes multiplicando las emisiones por una potencia de 10, que se ha denominado “factor de conversión de unidades de medida”, k . En este caso $h_{\omega} = 1$ y (6.12.1–6.12.4) se convierten en

$$A_i = \omega a_i + (1 - \omega)k \alpha_i \quad (6.22.1)$$

$$B_i = \omega b_i + (1 - \omega)k \beta_i \quad (6.22.2)$$

$$C_i = \omega c_i + (1 - \omega)k \gamma_i \quad (6.22.3)$$

$$D_i = (1 - \omega)k \delta_i \quad (6.22.4)$$

Se verá que esto permite obtener una mejor distribución del frente de Pareto-óptimo y ayuda al Tomador de Decisiones a decidir qué solución de la frontera de Pareto elegir, porque el sentido original del factor de peso se mantiene inalterado.

Para ver cuál es el valor correcto de k a utilizar, hay que tener en cuenta lo ya comentado anteriormente sobre que el factor de penalización del precio, h , varía con el factor de peso, ω , ya que los costes de combustible y las emisiones varían para cada conjunto de las potencias de generación de las unidades. Puesto que las sumas de las potencias de los generadores acoplados debe coincidir en todo momento con la demanda del sistema, resulta que el factor de penalización del precio depende de igual manera de la demanda, por lo que ésta debe tenerse en cuenta para elegir el factor de conversión de unidades de medida.

Así, teniendo en cuenta los valores de demanda mínima y máxima a cubrir con los grupos acoplados $P_{D_{min}} = \sum_{i=1}^N P_i^{min}$ y $P_{D_{max}} = \sum_{i=1}^N P_i^{max}$, y dependiendo de la demanda que se tiene que cubrir según el problema planteado, P_D , se calcula el factor de penalización del precio asociado a una de estas dos situaciones o el valor medio de las dos (h_{min} , h_{max} o h_{med}) en función de:

Si $P_{D_{min}} \leq P_D < P_{D_{min}} + 1/4 (P_{D_{max}} - P_{D_{min}})$, se calcula $h = h_{min}$

Si $P_{D_{min}} + 1/4 (P_{D_{max}} - P_{D_{min}}) \leq P_D < P_{D_{min}} + 3/4 (P_{D_{max}} - P_{D_{min}})$, se calcula $h = h_{med}$

Si $P_{D_{min}} + 3/4 (P_{D_{max}} - P_{D_{min}}) \leq P_D \leq P_{D_{max}}$, se calcula $h = h_{max}$

Y finalmente, dependiendo de h , el factor de conversión de unidades de medida se elige de acuerdo a la siguiente expresión:

$$k = 10^p \text{ cuando } 5 \times 10^{p-1} \leq h < 5 \times 10^p; p \in \mathbb{Z} \quad (6.23)$$

donde \mathbb{Z} representa el conjunto de números enteros.

6.2.3.2. Casos test estudiados

La eficiencia del algoritmo propuesto se ha testado con tres sistemas utilizados en algunos artículos publicados y los resultados son comparados con los obtenidos en los mismos. En todos los casos se ha comparado con la solución sin pérdidas de transporte.

Sistema Test 1. Se trata del sistema estándar “IEEE 30-bus”, con seis generadores y con una demanda a satisfacer de $P_D = 286,45$ MW. Los coeficientes de los costes y las emisiones y las restricciones de potencia de las unidades generadoras se pueden ver en la Tabla 6.1.

Sistema Test 2. Con el objetivo de comparar con [267] y [268], que utilizan un método analítico, se utiliza el mismo caso test, en este caso el denominado “Indian system”, para una demanda de $P_D = 900$ MW. Este sistema consta de seis unidades generadoras. Los coeficientes de los costes y las emisiones y las restricciones de potencia de las unidades generadoras se pueden ver en la Tabla 6.2.

Sistema Test 3. Se trata del sistema test estándar “IEEE 118-bus”, con 14 generadores y con una demanda de $P_D = 950$ MW. Los coeficientes de los costes y las emisiones y las restricciones de potencia de las unidades generadoras se pueden ver en la Tabla 6.3.

Tabla 6.1. Test 1: coeficientes de costes y emisiones, y restricciones de generación.

Unidad	a_i	b_i	c_i	P_i^{\min}	P_i^{\max}
G1	0,010	2,0	10	5	50
G2	0,012	1,5	10	5	60
G3	0,004	1,8	20	5	100
G4	0,006	1,0	10	5	120
G5	0,004	1,8	20	5	100
G6	0,010	1,5	10	5	60
Unidad	α_i	β_i	γ_i	δ_i	η_i
G1	0,006490	-0,5554	40,91	0,200	0,02857
G2	0,005638	-0,6047	25,43	0,500	0,03333
G3	0,004586	-0,5094	42,58	0,001	0,08000
G4	0,003380	-0,3550	53,26	2,000	0,02000
G5	0,004586	-0,5094	42,58	0,001	0,08000
G6	0,005151	-0,5555	61,31	0,010	0,06667

UM = \$ y u.m. = kg

Tabla 6.2. Test 2: coeficientes de costes y emisiones, y restricciones de generación.

Unidad	a_i	b_i	c_i	P_i^{\min}	P_i^{\max}
G1	0,15247	38,53973	756,79886	10	125
G2	0,10587	46,15916	451,32513	10	150
G3	0,02803	40,39655	1049,32513	40	250
G4	0,03546	38,30553	1243,53110	35	210
G5	0,02111	36,32782	1658,56960	130	325
G6	0,01799	38,27041	1356,65920	125	315
Unidad	α_i	β_i	γ_i	δ_i	η_i
G1	0,00419	0,32767	13,85932	0	0
G2	0,00419	0,32767	13,85932	0	0
G3	0,00683	-0,54551	40,26690	0	0
G4	0,00683	-0,54551	40,26690	0	0
G5	0,00461	-0,51116	42,89553	0	0
G6	0,00461	-0,51116	42,89553	0	0

UM = \$ y u.m. = kg

Tabla 6.3. Test 3: coeficientes de costes y emisiones, y restricciones de generación.

Unidad	a_i	b_i	c_i	P_i^{\min}	P_i^{\max}	Unidad	α_i	β_i	γ_i	δ_i	η_i
G1	0,0050	1,89	150	50	300	G1	0,00016	-0,01500	2,3333	0	0
G2	0,0055	2,00	115	50	300	G2	0,00031	-0,01820	2,1022	0	0
G3	0,0060	3,50	40	50	300	G3	0,00013	-0,01249	2,2050	0	0
G4	0,0050	3,15	122	50	300	G4	0,00012	-0,01355	2,2983	0	0
G5	0,0050	3,05	125	50	300	G5	0,00020	-0,01900	2,1313	0	0
G6	0,0070	2,75	70	50	300	G6	0,00007	0,00805	2,1900	0	0
G7	0,0070	3,45	70	50	300	G7	0,00015	-0,01401	2,3001	0	0
G8	0,0070	3,45	70	50	300	G8	0,00018	-0,01800	2,4003	0	0
G9	0,0050	2,45	130	50	300	G9	0,00019	-0,02000	2,5121	0	0
G10	0,0050	2,45	130	50	300	G10	0,00012	-0,01360	2,2990	0	0
G11	0,0055	2,35	135	50	300	G11	0,00033	-0,02100	2,7010	0	0
G12	0,0045	1,30	200	50	300	G12	0,00018	-0,01800	2,5101	0	0
G13	0,0070	3,45	70	50	300	G13	0,00018	-0,01810	2,4313	0	0
G14	0,0060	3,89	45	50	300	G14	0,00030	-0,01921	2,7119	0	0

UM = \$ y u.m. = t

6.2.3.3. Resultados

Las soluciones óptimas se calcularon en un ordenador personal (Pentium IV, 3,4 GHz) usando la aplicación Microsoft Visual C++ 2010.

En todos los casos se calcularon 21 soluciones óptimas de la frontera de Pareto. Después de obtener la frontera de Pareto, se calcula la solución óptima que da la misma importancia a los costes de combustible y a las emisiones. Esta solución se denomina mejor solución de compromiso y se obtiene cuando $\omega = h_\omega / (1 - \omega)$, es decir, cuando $\omega = h_\omega / (1 + h_\omega)$.

Sistema Test 1. Los factores de escala (\$/kg) considerados fueron, según lo explicado anteriormente:

Caso 1: $h_\omega = 4,394099$

Caso 2: $h_\omega = 3,322210 - 0,591078\omega$

Caso 3: $h_\omega = -0,580215 \omega^2 - 0,010863\omega + 3,322210$

Caso 4: $h_\omega = 1$ y $k = 1$ (las unidades de masa no cambian).

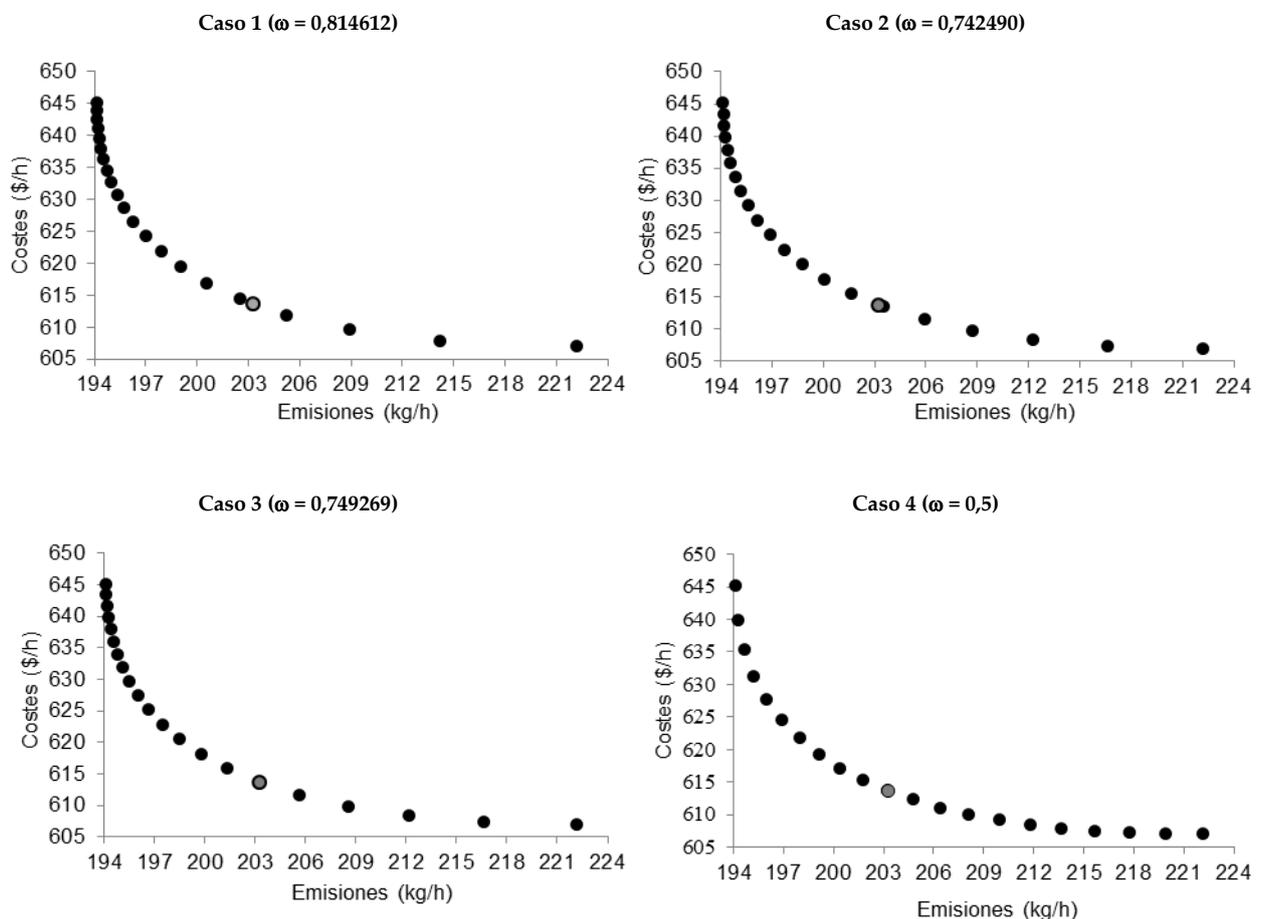


Figura 6.3. Frontera de Pareto de los casos estudiados del Sistema Test 1. La mejor solución de compromiso en cada caso se muestra en color gris.

La Figura 6.3 muestra las fronteras de Pareto para estos cuatro casos, respectivamente. Se puede observar que la mejor distribución del frente de Pareto-óptimo se corresponde con el Caso 4 ($h_\omega = 1$ y $k = 1$). Además, la mejor solución de compromiso para este caso se obtiene para $\omega = 0,5$. En todos los otros casos, el factor de escala altera el sentido del factor de peso alejándolo de su valor correspondiente a la mejor solución de compromiso (la que da el mismo peso a los dos objetivos, es decir $\omega = 0,5$) haciendo que el valor

de ω no sirva de referencia para decidir la importancia dada a cada uno de los objetivos en la optimización (ver Figura 6.4).

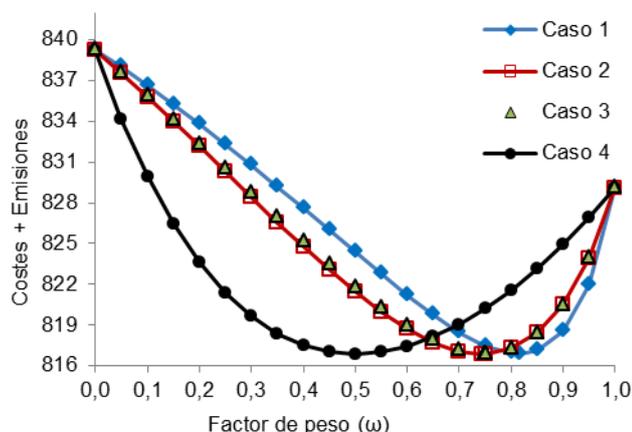


Figura 6.4. Soluciones de compromiso obtenidas: $\omega = 0,814612$ (Caso 1), $\omega = 0,742490$ (Caso 2), $\omega = 0,749269$ (Caso 3) y $\omega = 0,5$ (Caso 4).

Las mejores soluciones de costes y emisiones del Sistema Test 1, para diferentes demandas, se pueden ver en las Tablas 6.4 y 6.5, donde los resultados del MOI están comparados con las referencias publicadas. Las mejores soluciones de compromiso se pueden ver en la Tabla 6.6. La mejora de las soluciones obtenidas con MOI comparadas con los otros métodos es clara, ya que ninguno de los otros métodos es capaz de mejorar sus resultados y sólo en algunos casos los resultados son los mismos.

Además, el tiempo de ejecución es muy rápido, tardando unos 83 ms en obtener la frontera de Pareto óptima con 21 puntos en el Caso 4 (tiempo de CPU medio de 10 ejecuciones realizadas).

Sistema Test 2. Los factores de escala (\$/kg) considerados fueron:

Caso 1: $h_{\omega} = 47,038627$

Caso 2: $h_{\omega} = 74,367955 - 17,182537 \omega$

Caso 3: $h_{\omega} = -24,908577 \omega^2 - 7,726040 \omega + 74,367955$

Caso 4: $h_{\omega} = 1$ y $k = 10$ (las unidades de masa cambian de kg a hg).

La Figura 6.5 muestra las fronteras de Pareto para estos cuatro casos, respectivamente. La mejor distribución del frente de Pareto-óptimo se corresponde con el Caso 4 ($h_{\omega} = 1$ y $k = 10$). Ahora, la mejor solución de compromiso no es la misma en todos los casos, debido a que las unidades de masa consideradas en el Caso 4 (hg) son diferentes a las consideradas en los casos 1 a 3 (kg). La figura 6.6 muestra la mejor solución de compromiso cuando las unidades de masa en todos los casos son hg, pasando a ser los factores de escala los siguientes:

Caso 1: $h_{\omega} = 4,703863$

Caso 2: $h_{\omega} = 7,436795 - 1,718254 \omega$

Caso 3: $h_{\omega} = -2,490858 \omega^2 - 0,772604 \omega + 7,436795$

De nuevo, para los casos 1 a 3 los factores de escala alteran el sentido del factor de peso, desplazándolo y haciéndole perder su sentido inicial como referencia para decidir la importancia dada a cada uno de los objetivos a optimizar (ver Figura 6.6). Además, cuando se considera kg como unidad de masa, la mejor solución de compromiso se acerca a uno de los extremos del frente de Pareto óptimo, mientras que cuando se considera hg, la mejor solución de compromiso se localiza en la región central.

Las mejores soluciones de costes y emisiones del Sistema Test 2 se pueden ver en la Tabla 6.7, donde los resultados del MOI están comparados con los de [267] y [268]. En esta tabla también se muestra la mejor

6. Metodología desarrollada

solución de compromiso de MOI. Como era de esperar, debido a la naturaleza analítica de los tres métodos, las tres soluciones son idénticas (excepto por las discrepancias debidas al redondeo). Donde el MOI demuestra una ventaja clara con respecto a los otros dos métodos es en problemas donde las características de las emisiones están representadas por expresiones que incluyen una parte exponencial, como es el caso del Sistema Test 1.

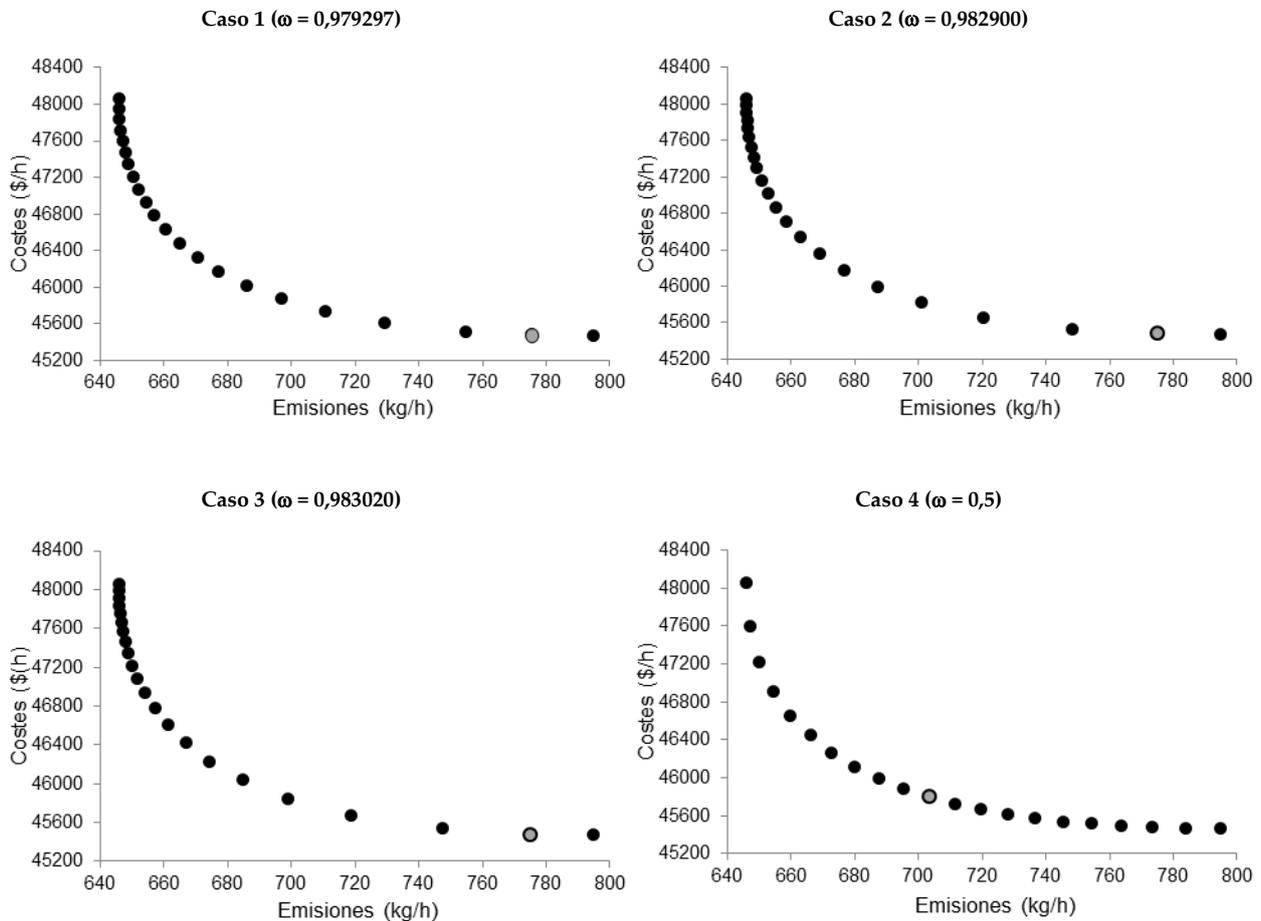


Figura 6.5. Frontera de Pareto de los casos estudiados del Sistema Test 2. La mejor solución de compromiso en cada caso se muestra en color gris.

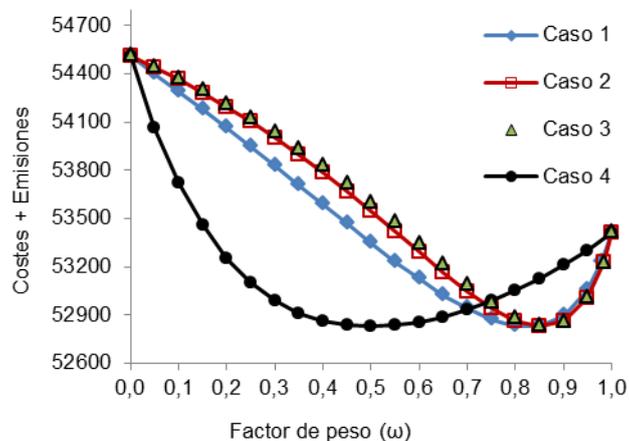


Figura 6.6. Soluciones de compromiso considerando las unidades de masa en hg en todos los casos: $\omega = 0,824680$ (Caso 1), $\omega = 0,856430$ (Caso 2), $\omega = 0,862100$ (Caso 3) y $\omega = 0,5$ (Caso 4).

Tabla 6.4. Sistema Test 1: Mínimo coste de combustible. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.

Demanda (MW)	Referencia	Método	P_1 (MW)	P_2 (MW)	P_3 (MW)	P_4 (MW)	P_5 (MW)	P_6 (MW)	$\sum_{i=1}^6 P_i$	Coste Comb. (\$/h)	Emisiones (kg/h)	Cost Comb. + Emisiones
286,73	[308][372][373]	MOPSO	12,07	31,31	59,07	97,69	51,55	35,04	286,73	607,8163	219,272	827,088
		MOI	11,322	30,269	53,306	102,205	53,306	36,322	286,73	607,5138	222,22	829,734
286,45	[317] [314][317] [314] [314]	MOCASO	17,89	28,89	57,76	94,48	49,72	37,71	286,45	607,8526	215,497	823,349
		Ref, [3]	12,45	27,92	62,84	102,64	40,67	39,93	286,45	608,1029	223,297	831,4
		MOCPSO	7,84	28,26	53,66	95,5	63,37	37,82	286,45	607,7578	220,213	827,971
		MOPSO	16,89	27,38	60,26	93,49	49,23	39,2	286,45	608,0988	215,552	823,651
		MOI	11,293	30,244	53,233	102,155	53,233	36,293	286,45	606,8905	222,212	829,103
286	[325] [336][374] [375][376] [336][375][376]	MODE	16,03	28,82	56,92	102,9	48,42	32,91	286	606,4024	222,113	828,515
		LP	15	30	55	105	46	35	286	606,314	223,339	829,653
		MOSST	11,25	30,2	53,11	102,08	53,11	36,25	286	605,8891	222,202	828,091
		MOI	11,246	30,205	53,114	102,076	53,114	36,245	286	605,8891	222,201	828,09
285,97	[336]	MO-DE/PSO	12,2	28,43	58,57	99,62	51,49	35,66	285,97	606,0385	220,888	826,926
		MOI	11,242	30,202	53,106	102,071	53,107	36,242	285,97	605,8223	222,201	828,023
285,87	[308][336] [372][373]	MODE	13,32	27,27	60,18	97,47	51,46	36,17	285,87	606,0842	219,444	825,528
		MOI	11,232	30,193	53,08	102,053	53,08	36,232	285,87	605,5998	222,198	827,797
285,72	[378]	Proposed	17,39	35,78	53,11	97,9	44,29	37,25	285,72	606,4428	216,739	823,182
		MOI	11,216	30,18	53,041	102,027	53,041	36,216	285,72	605,2662	222,194	827,461
284,75	[336]	SS	16,66	31,82	53,47	95,89	52,43	34,48	284,75	603,6955	216,482	820,177
		MOI	11,114	30,095	52,785	101,857	52,785	36,114	284,75	603,1096	222,172	825,282
284,57	[336]	ISS	16,3	28,32	58,13	93,22	53,87	34,73	284,57	603,602	215,878	819,48
		MOI	11,095	30,079	52,738	101,825	52,738	36,095	284,57	602,7096	222,168	824,878
283,46	[325]	HBMO	13,44	28,73	60,39	88,54	56,85	35,51	283,46	601,6844	214,391	816,076
		MOI	10,978	29,982	52,446	101,63	52,446	35,978	283,46	600,2446	222,146	822,39
283,41	[325] [319][375][376] [341][377] [379][358] [376] [341][377] [379][358] [341][377] [379][358]	IHBMO	17,57	27,75	63,6	87,53	54	32,96	283,41	602,4193	213,438	815,857
		NSGA	15,67	28,7	46,71	104,67	50,37	37,29	283,41	600,5949	222,817	823,412
		NSGA	10,38	32,28	51,23	103,87	53,24	32,41	283,41	600,3664	224,098	824,464
		MO-DE/PSO	10,78	30,4	52,37	101,47	52,23	36,16	283,41	600,1368	222,008	822,145
		NPGA	11,16	31,53	54,19	104,15	47,26	35,12	283,41	600,3279	223,771	824,099
		SPEA	10,09	31,86	54	99,03	53,36	35,07	283,41	600,2456	220,628	820,874
		MOI	10,973	29,977	52,433	101,622	52,433	35,973	283,41	600,1336	222,145	822,279
283,4	[341] [341][374] [374] [319][375][376] [319][375][376] [319][375] [376][377] [319][375] [312] [377] [377] [379][380] [380] [380] [319] [358]	MBFA	11,33	30,05	52,02	98,82	54,09	37,09	283,4	600,184	220,043	820,227
		DE	10,977	29,988	52,382	101,625	52,436	35,992	283,4	600,1116	222,141	822,252
		NPGA	10,954	29,967	52,447	101,601	52,469	35,963	283,4	600,1136	222,143	822,256
		NPGA	10,8	32,84	53,86	100,67	49,49	35,74	283,4	600,2588	221,162	821,42
		NSGA-II	10,59	31,77	52,16	101,46	51,59	35,83	283,4	600,1549	221,877	822,032
		FCPSO	10,7	28,97	52,5	101,5	53	36,73	283,4	600,1315	222,264	822,395
		BB-MOPSO	10,9	30,05	52,34	101,7	52,38	36,03	283,4	600,1116	222,202	822,314
		MOPSO	11,83	30,19	52,24	101,16	52,54	35,44	283,4	600,1236	221,562	821,685
		EC	10,97	29,98	52,43	101,62	52,43	35,97	283,4	600,11141	222,145	822,257
		TRALM	10,97	29,98	52,43	101,62	52,43	35,97	283,4	600,11141	222,145	822,257
		PSO	10,992	29,996	52,626	101,483	52,29	36,013	283,4	600,1118	222,037	822,149
		GA	10,95	29,97	52,45	101,6	52,47	35,96	283,4	600,11143	222,143	822,255
		IBPVT	10,972	29,976	52,43	101,62	52,43	35,972	283,4	600,11141	222,145	822,256
MOEA/D	11,006	29,953	52,427	101,575	52,449	35,99	283,4	600,1117	222,104	822,216		
MOEA	10,95	29,97	52,45	101,6	52,47	35,96	283,4	600,11143	222,143	822,255		
MOI	10,972	29,977	52,43	101,62	52,43	35,972	283,4	600,11141	222,145	822,256		
283,39	[375][376] [381]	SPEA	10,62	28,97	52,89	100,25	54,02	36,64	283,39	600,1293	221,506	821,635
		MOHS	5	30,47	53,49	102,92	51,09	40,42	283,39	600,6684	224,869	825,538
		MOI	10,971	29,976	52,427	101,618	52,427	35,971	283,39	600,0892	222,145	822,234
283,29	[381]	NSGA-II	17,53	31,56	45,46	105,38	45,4	37,96	283,29	600,8438	222,386	823,229
		MOI	10,96	29,967	52,401	101,601	52,401	35,96	283,29	599,8673	222,143	822,011
282,996	[379]	MODBC	10,928	29,942	52,323	101,548	52,326	35,929	283	599,21493	222,137	821,352
		MOI	10,929	29,941	52,324	101,549	52,324	35,929	283	599,21493	222,138	821,353
282,18	[372]	MOFA	25,58	33,43	54,72	80,14	55,17	32,14	281,18	600,4275	206,753	807,18
		MOI	10,738	29,782	51,846	101,23	51,846	35,738	281,18	595,1894	222,108	817,298

Los costes de combustible y emisiones han sido obtenidos sustituyendo las potencias de las unidades generadoras en las correspondientes funciones.

6. Metodología desarrollada

Tabla 6.5. Sistema Test 1: Mínimas emisiones. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.

Demanda (MW)	Referencia	Método	P_1 (MW)	P_2 (MW)	P_3 (MW)	P_4 (MW)	P_5 (MW)	P_6 (MW)	$\sum_{i=1}^6 P_i$	Coste Comb. (\$/h)	Emisiones (kg/h)	Cost Comb. + Emisiones
289,54	[372]	MOFA	39,79	38,79	51,24	60,16	58,14	41,42	289,54	633,722	197,2315	830,954
		MOI	41,425	46,702	54,936	39,593	54,936	51,948	289,54	652,056	194,1749	846,231
287,48	[378]	Proposed	38,85	49,84	51,67	45,02	52,05	50,05	287,48	642,879	194,5257	837,405
		MOI	41,15	46,436	54,553	39,158	54,553	51,631	287,48	647,422	194,1767	841,599
287,29	[373]	MOPSO	41,9	45,9	55,1	39,19	54,1	51,1	287,29	647,066	194,1871	841,253
		MOI	41,125	46,411	54,517	39,118	54,517	51,602	287,29	646,995	194,1773	841,172
286,93	[336]	MO-DE/PSO	41,18	46,16	54,35	39,22	54,54	51,48	286,93	646,014	194,1791	840,193
		MOI	41,077	46,364	54,45	39,042	54,45	51,547	286,93	646,186	194,1785	840,365
286,83	[325]	MODE	38,98	48,72	56,41	36,07	54,75	51,9	286,83	648,187	194,3045	842,492
		MOI	41,064	46,351	54,432	39,02	54,432	51,531	286,83	645,962	194,1789	840,141
286,49	[308][372]	MOPSO	41,01	45,94	55,11	39,19	54,13	51,11	286,49	644,767	194,1853	838,952
		MOI	41,018	46,307	54,369	38,949	54,369	51,479	286,49	645,198	194,1803	839,378
286,45	[317] [314][317] [314] [314]	MOCASO	38,32	51,52	56,16	39,94	52,48	48,03	286,45	644,265	194,5261	838,791
		Ref, [3]	39,23	47	55,65	36,95	55,99	51,63	286,45	645,981	194,2432	840,224
		MOCPSO	49,72	60,47	46,55	33,26	46,55	49,9	286,45	663,308	196,8682	860,176
		MOPSO	38,32	51,52	56,16	39,94	52,48	48,03	286,45	644,265	194,5261	838,791
		MOI	41,013	46,302	54,361	38,94	54,361	51,473	286,45	645,109	194,1805	839,289
286,1	[319][341][375] [376][377]	MOSST	40,95	46,26	54,26	38,84	54,27	51,52	286,1	644,365	194,1823	838,547
		MOI	40,966	46,257	54,296	38,866	54,296	51,419	286,1	644,323	194,1822	838,505
285,41	[325]	IHBMO	39,22	49,62	50,61	45,82	50,61	49,53	285,41	637,729	194,6444	832,373
		MOI	40,875	46,167	54,168	38,72	54,168	51,312	285,41	642,776	194,1863	836,962
285	[319][341][374] [375][376][377]	LP	40	45	55	40	55	50	285	639,6	194,2272	833,827
		MOI	40,82	46,114	54,092	38,634	54,092	51,249	285	641,856	194,1891	836,045
284,38	[336]	ISS	37,16	44,36	55,97	43,81	54,18	48,9	284,38	633,413	194,4688	827,882
		MOI	40,738	46,033	53,976	38,503	53,976	51,154	284,38	640,467	194,1939	834,661
284,36	[336]	SS	38,06	42,69	55,32	44,86	55,22	48,21	284,36	632,412	194,5587	826,97
		MOI	40,735	46,031	53,973	38,498	53,973	51,151	284,36	640,423	194,1941	834,617
284,04	[325]	HBMO	31,9	30,16	57,89	70,21	45,01	48,87	284,04	613,835	201,3894	815,224
		MOI	40,693	45,99	53,913	38,43	53,913	51,101	284,04	639,705	194,1969	833,902
283,41	[341] [319][347] [312] [379][380] [377]	MBFA	39,43	46,27	54,23	39,46	53,46	50,56	283,41	636,746	194,2215	830,968
		BB-MOPSO	40,71	45,91	53,74	38,38	53,69	50,98	283,41	638,285	194,203	832,488
		MOPSO	40,15	45,9	53,32	38,91	54,56	50,57	283,41	637,437	194,2109	831,648
		PSO	40,229	45,843	54,094	38,3863	53,828	51,021	283,4	637,966	194,2044	832,17
		TRALM	40,54	45,92	53,82	38,32	53,82	50,99	283,41	638,239	194,2029	832,442
		MOI	40,609	45,908	53,796	38,297	53,796	51,004	283,41	638,296	194,2028	832,499
283,4	[341][374] [374][377] [319][375][376] [319][341][375] [376][377] [380] [380] [319] [358]	DE	40,599	45,915	53,825	38,2705	53,788	51,002	283,4	638,291	194,203	832,494
		NPGA	40,584	45,915	53,797	38,3	53,791	51,012	283,4	638,26	194,203	832,463
		SPEA	41,16	45,32	53,29	38,32	53,83	51,48	283,4	638,507	194,2099	832,717
		FCPSO	40,97	45,5	53,63	38,42	53,48	51,4	283,4	638,358	194,2066	832,564
		GA	40,58	45,92	53,8	38,3	53,79	51,01	283,4	638,261	194,203	832,464
		IBPVT	40,607	45,907	53,794	38,295	53,794	51,003	283,4	638,274	194,2029	832,477
		MOEA/D	31,865	40,999	61,018	55,1312	46,546	47,842	283,4	620,744	196,6776	817,422
		MOEA	40,58	45,92	53,8	38,3	53,79	51,01	283,4	638,261	194,203	832,464
		MOI	40,607	45,907	53,794	38,295	53,794	51,003	283,4	638,274	194,2029	832,477
283,39	[319][375][376] [319][375][376] [376] [381] [377]	NSGA	43,94	45,11	51,05	38,71	55,53	49,05	283,39	639,209	194,3561	833,565
		NSGA-II	40,74	45,77	53,89	38,37	53,52	51,1	283,39	638,249	194,2038	832,453
		MO-DE/PSO	40,61	45,81	54,08	38,22	53,76	50,91	283,39	638,248	194,2036	832,452
		MOHS	43,75	43,09	54,44	42,56	55,21	44,34	283,39	634,573	194,668	829,24
		EC	40,6	45,9	53,79	38,3	53,8	51	283,39	638,24	194,203	832,443
		MOI	40,606	45,906	53,792	38,293	53,792	51,001	283,39	638,251	194,203	832,454
283	[379]	MODBC	40,619	45,953	53,694	38,226	53,483	51,025	283	637,465	194,2075	831,672
		MOI	40,554	45,855	53,72	38,211	53,72	50,941	283	637,378	194,2071	831,585

Los costes de combustible y emisiones han sido obtenidos sustituyendo las potencias de las unidades generadoras en las correspondientes funciones.

Tabla 6.6. Sistema Test 1: Solución de compromiso. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.

Demanda (MW)	Referencia	Método	P_1 (MW)	P_2 (MW)	P_3 (MW)	P_4 (MW)	P_5 (MW)	P_6 (MW)	$\sum_{i=1}^6 P_i$	Coste Comb. (\$/h)	Emisiones (kg/h)	Cost Comb. + Emisiones
286,45	[317]	MOCASO	23,06	38,44	55,2	72,1	55,17	42,48	286,45	614,914	202,163	817,0771
	[314][317]	Ref, [3]	22,27	37,87	55,6	71,47	55	44,24	286,45	615,109	202,07	817,1787
	[314]	MOCPSO	25,55	35,82	55,42	72,62	56,19	40,85	286,45	614,792	202,287	817,0785
	[314]	MOPSO	21,06	38,54	56,2	72,6	52,47	45,58	286,45	614,811	202,578	817,3897
		MOI	23,6	36,366	54,58	75,1292	54,58	42,194	286,45	613,6	203,282	816,8825
286,38	[308][325][372]	NPGA	29,76	39,56	56,73	69,28	52,01	39,04	286,38	617,801	200,38	818,1811
		MOI	23,592	36,359	54,564	75,1165	54,564	42,184	286,38	613,443	203,282	816,7256
286,35	[308][325][372]	NSGA	29,35	36,45	58,33	67,63	53,83	40,76	286,35	617,847	200,148	817,9949
	[308][372]	SPEA	27,52	37,52	57,96	67,7	52,83	42,82	286,35	617,575	200,111	817,686
		MOI	23,588	36,355	54,558	75,1111	54,558	42,181	286,35	613,377	203,282	816,6591
286,33	[308][325][372]	MOPSO	23,67	36,16	58,87	70,41	56,35	40,87	286,33	614,997	202,084	817,0808
		MOI	23,586	36,353	54,553	75,1075	54,553	42,178	286,33	613,332	203,282	816,6144
286,06	[372]	MOFA	19,88	37,46	61,04	77,73	51,46	38,49	286,06	611,269	205,74	817,0086
		MOI	23,553	36,324	54,491	75,0586	54,491	42,143	286,06	612,73	203,282	816,0117
285,937	[308][372][375]	MODE	23,555	34,896	57,001	72,519	55,357	42,609	285,94	613,255	202,657	815,9121
		MOI	23,538	36,31	54,463	75,036	54,463	42,127	285,94	612,454	203,282	815,736
283,68	[325]	HBMO	31,16	34,01	42,67	71,57	54,93	49,34	283,68	612,615	201,317	813,9317
		MOI	23,264	36,064	53,946	74,628	53,946	41,832	283,68	607,422	203,288	810,7094
283,66	[377]	TRALM	25,02	37	53,94	70,8	53,94	42,96	283,66	609,46	201,455	810,9149
		MOI	23,261	36,062	53,941	74,6239	53,941	41,83	283,66	607,377	203,287	810,6645
283,41	[375]	NPGA	26,96	36,73	55,94	64,96	53,96	44,86	283,41	612,149	199,406	811,5551
		MOI	23,231	36,035	53,884	74,5786	53,884	41,797	283,41	606,82	203,289	810,1089
283,4	[375]	BB-MOPSO	25,95	36,98	53,51	69,19	55	42,77	283,4	609,747	200,829	810,5757
	[312]	MOPSO	25,16	37,7	52,83	71,24	55,66	40,81	283,4	608,654	201,723	810,3771
	[377][379][380]	NSGA	22,52	36,22	52,22	76,6	53,97	41,87	283,4	606,026	204,14	810,1662
	[341][377][379][380]	SPEA	26,23	37,65	54,28	68,38	53,81	43,05	283,4	610,298	200,439	810,7369
	[380]	NPGA	26,63	37	52,22	72,02	52,56	42,96	283,39	608,878	201,53	810,4081
	[380]	IBPVT	25,508	37,233	53,939	69,852	53,939	42,929	283,4	609,414	201,054	810,4679
	MOI	23,23	36,034	53,882	74,5768	53,882	41,796	283,4	606,799	203,289	810,0874	
283,39	[341]	MBFA	26,61	37,92	53,87	67,5	53,83	43,66	283,39	610,884	200,046	810,9298
	[375]	SPEA	27,85	37,64	53	69,31	54,06	41,53	283,39	610,227	200,557	810,7842
	[381]	MOHS	21,27	40,04	59,51	70,65	49,87	42,05	283,39	608,716	202,306	811,022
	[377][379]	NPGA	26,63	37	52,22	72,02	52,56	42,96	283,39	608,878	201,53	810,4081
		MOI	23,229	36,033	53,88	74,575	53,88	41,795	283,39	606,776	203,289	810,0647
283,35	[381]	NSGA-II	28,17	36,88	48,53	77,54	48	44,23	283,35	607,83	203,312	811,1419
		MOI	23,224	36,028	53,87	74,5677	53,87	41,789	283,35	606,687	203,289	809,9756
283,34	[375]	FCPSO	31,93	39,34	53,59	59,21	54,57	44,7	283,34	617	197,149	814,1489
		MOI	23,223	36,027	53,868	74,566	53,868	41,788	283,34	606,665	203,289	809,9541
282,73	[325]	IHBMO	33,56	32,32	57,13	66,37	57,85	35,5	282,73	611,456	200,767	812,2231
		MOI	23,149	35,961	53,728	74,4554	53,728	41,709	282,73	605,306	203,292	808,5988
279,39	[379]	MODBC	25,68	36,33	51,94	69,49	53,94	42,01	279,39	600,428	201,172	801,6002
		MOI	22,743	35,597	52,963	73,85	52,963	41,274	279,39	597,887	203,323	801,2101

Los costes de combustible y emisiones han sido obtenidos sustituyendo las potencias de las unidades generadoras en las correspondientes funciones.

Tabla 6.7. Sistema Test 2: Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.

	Referencia	Método	P_1 (MW)	P_2 (MW)	P_3 (MW)	P_4 (MW)	P_5 (MW)	P_6 (MW)	$\sum_{i=1}^6 P_i$	Coste Comb. (\$/h)	Emisiones (kg/h)	Cost Comb. + Emisiones
Mínimo Coste de Combustible	[267]	Solución Analítica	32,500	10,820	143,640	143,030	287,100	282,900	899,99	45.463,008	79.499,19	124.962,20
	[268]	Solución Exacta	32,497	10,816	143,646	143,032	287,104	282,905	900,00	45.463,492	79.501,88	124.965,37
		MOI	32,497	10,816	143,646	143,032	287,104	282,905	900,00	45.463,492	79.501,88	124.965,37
Mínimas Emisiones	[268]	Solución Exacta	116,993	116,993	135,694	135,694	197,313	197,313	900,00	48.051,270	64.612,85	112.664,12
		MOI	116,993	116,993	135,694	135,694	197,313	197,313	900,00	48.051,270	64.612,85	112.664,12
Mejor Solución de Compromiso		MOI	57,743	50,171	152,196	151,374	245,851	242,664	900,00	45.794,170	70.342,65	116.136,82

Los costes de combustible y emisiones han sido obtenidos sustituyendo las potencias de las unidades generadoras en las correspondientes funciones.

6. Metodología desarrollada

Por otro lado, como se dice en [268], la solución presentada en [267] es sólo un punto del conjunto óptimo de Pareto. Además, en [268], se usa un factor de conversión para equiparar las emisiones a las unidades monetarias para obtener una mejor distribución de la frontera de Pareto óptima. Los autores consideran el mismo valor usado en [267] ($h = 47,8224$ \$/kg). En cualquier caso, se obtiene una mejor distribución del frente de Pareto óptimo cuando MOI es ejecutado con $h_{\omega} = 1$ y $k = 10$ (Caso 4).

El tiempo de ejecución medio de CPU, de 10 ejecuciones realizadas, utilizado para obtener la frontera de Pareto óptima con 21 puntos en el Caso 4 fue 69 ms.

Sistema Test 3. Los factores de escala (\$/t) considerados fueron:

Caso 1: $h_{\omega} = 99,642998$

Caso 2: $h_{\omega} = 150,504123 - 25,675937\omega$

Caso 3: $h_{\omega} = -28,050133 \omega^2 + 2,374197\omega + 150,504123$

Caso 4: $h_{\omega} = 1$ y $k = 100$ (las unidades de masa cambian de t (10^6 g) a ct (10^4 g)).

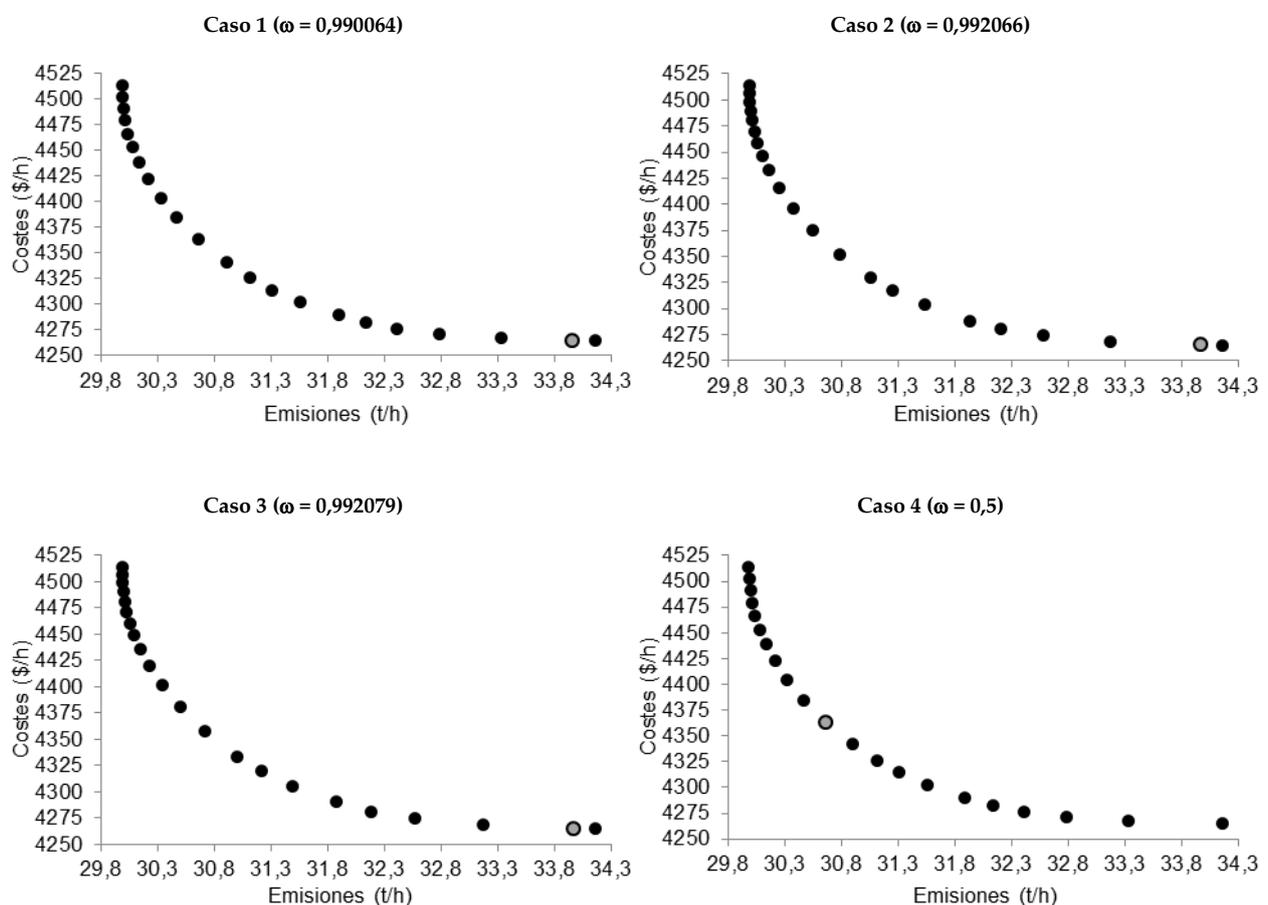


Figura 6.7. Frontera de Pareto de los casos estudiados del Sistema Test 3. La mejor solución de compromiso en cada caso se muestra en color gris.

La Figura 6.7 muestra las fronteras de Pareto para estos cuatro casos, respectivamente. Se puede observar que la mejor distribución del frente de Pareto-óptimo se corresponde con el Caso 4 ($h_{\omega} = 1$ y $k = 100$). La mejor solución de compromiso nos es la misma en todos los casos, debido a que las unidades de masa consideradas en el Caso 4 (ct) son diferentes a las consideradas en los casos 1 a 3 (t). La Figura 6.8 muestra la mejor solución de compromiso cuando las unidades de masa en todos los casos son ct, pasando a ser los factores de escala los siguientes:

- Caso 1: $h_{\omega} = 0,996430$
 Caso 2: $h_{\omega} = 1,505041 - 0,256760 \omega$
 Caso 3: $h_{\omega} = -0,280501\omega^2 + 0,023742 \omega + 1,505041$

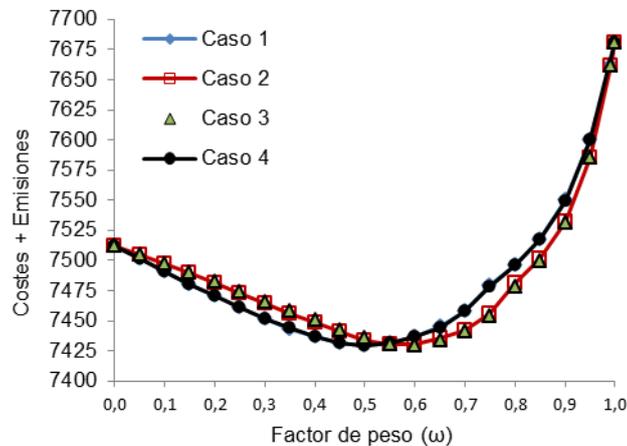


Figura 6.8. Soluciones de compromiso considerando las unidades de masa en ct en todos los casos: $\omega = 0,499106$ (Caso 1), $\omega = 0,575769$ (Caso 2), $\omega = 0,587165$ (Caso 3) y $\omega = 0,5$ (Caso 4).

De nuevo, para los casos 1 a 3 los factores de escala alteran el sentido del factor de peso, desplazándolo y haciéndole perder su sentido inicial como referencia para decidir la importancia dada a cada uno de los objetivos a optimizar (ver Figura 6.8). Además, cuando se considera t como unidad de masa, la mejor solución de compromiso se acerca a uno de los extremos del frente de Pareto óptimo, mientras que cuando se considera ct, la mejor solución de compromiso se localiza en la región central.

Tabla 6.8. Sistema Test 3: Mínimo coste de combustible. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.

Referencia	[381]	[381]	[383]	[384]	
Método	NSGA-II	MOHS	CS	PSO	MOI
P_1 (MW)	144,3413	111,2781	109,33220	50,0000	109,33220
P_2 (MW)	58,2797	84,6737	89,39291	50,0000	89,39291
P_3 (MW)	55,3418	50,0000	50,00000	52,4857	50,00000
P_4 (MW)	54,1431	50,0000	50,00000	53,3990	50,00000
P_5 (MW)	52,3318	50,0000	50,00000	50,0000	50,00000
P_6 (MW)	52,1280	50,0000	50,00000	50,0000	50,00000
P_7 (MW)	52,6736	50,0000	50,00000	50,0000	50,00000
P_8 (MW)	52,1432	50,0000	50,00000	50,0000	50,00000
P_9 (MW)	61,1064	50,0000	53,33220	50,1442	53,33220
P_{10} (MW)	97,3095	56,5391	53,33220	50,0000	53,33220
P_{11} (MW)	106,3070	62,1575	57,57472	101,0686	57,57472
P_{12} (MW)	63,2268	185,3516	187,03577	242,6111	187,03577
P_{13} (MW)	50,6510	50,0000	50,00000	50,0000	50,00000
P_{14} (MW)	50,0159	50,0000	50,00000	50,2913	50,00000
Demanda (MW)	950,00	950,00	950,00	950,00	950,00
Coste Comb. (\$/h)	4.385,8210	4.264,8890	4.264,5130	4.320,6350	4.264,5130
Emisiones (ct/h)	3.271,7232	3.403,5949	3.416,3063	3.722,2907	3.416,3063
Cost Comb. + Emisiones	7.657,5443	7.668,4843	7.680,8191	8.042,9253	7.680,8191

Los costes de combustible y emisiones han sido obtenidos sustituyendo las potencias de las unidades generadoras en las correspondientes funciones.

6. Metodología desarrollada

Tabla 6.9. Sistema Test 3: íminas emisiones. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.

Referencia	[381]	[381]	[383]	[384]	
Método	NSGA-II	MOHS	CS	PSO	MOI
P_1 (MW)	76,2986	111,2781	70,70983	115,7053	70,70983
P_2 (MW)	58,6259	60,0414	50,00000	50,0000	50,00000
P_3 (MW)	68,8147	65,6030	77,37363	50,1588	77,37363
P_4 (MW)	67,7941	89,3242	88,23810	104,7999	88,23810
P_5 (MW)	66,5527	59,8809	66,56786	82,6072	66,56786
P_6 (MW)	64,6679	50,0000	50,00000	50,0000	50,00000
P_7 (MW)	66,8028	54,6633	72,12381	106,2109	72,12381
P_8 (MW)	69,9487	50,0000	71,18651	50,0000	71,18651
P_9 (MW)	66,4263	77,8489	72,70301	54,1223	72,70301
P_{10} (MW)	85,8238	95,4315	88,44643	67,7174	88,44644
P_{11} (MW)	60,9956	50,0000	50,00000	50,0000	50,00000
P_{12} (MW)	73,1926	85,9286	71,18651	50,0000	71,18651
P_{13} (MW)	59,6584	50,0000	71,46429	56,4965	71,46429
P_{14} (MW)	64,3969	50,0000	50,00000	62,1819	50,00000
Demanda (MW)	950,00	950,00	950,00	950,00	950,00
Coste Comb. (\$/h)	4.477,8704	4.391,9674	4.513,2498	4.549,4470	4.513,2499
Emisiones (ct/h)	3.047,8180	3.062,0630	2.998,7550	3.106,8550	2.998,7550
Cost Comb. + Emisiones	7.525,6886	7.454,0303	7.512,0045	7.656,3020	7.512,0046

Los costes de combustible y emisiones han sido obtenidos sustituyendo las potencias de las unidades generadoras en las correspondientes funciones.

Tabla 6.10. Sistema Test 3: Solución de compromiso. Resultados del MOI comparados con algoritmos usados por otros autores.

Referencia	[381]	[381]		[385]		[372]		[308][372][385]	
Método	NSGA-II	MOHS	MOI	MOICA	MOI	MOFA	MOI	MODE	MOI
P_1 (MW)	108,5932	105,8779	94,79163	87,1377	94,80530	87,1406	95,19056	82,1555	95,68694
P_2 (MW)	58,4582	75,4612	57,41436	74,0418	57,42222	78,1645	57,64388	50,4606	57,92947
P_3 (MW)	62,4202	50,0000	55,79602	67,4055	55,81112	66,7134	56,23693	68,8527	56,78556
P_4 (MW)	61,3151	50,0000	75,77202	84,0244	75,78889	85,1674	76,26481	83,5687	76,87798
P_5 (MW)	59,8012	50,0000	64,42497	59,2016	64,43645	59,2016	64,76007	68,1255	65,17703
P_6 (MW)	58,7162	50,0000	50,00000	78,1571	50,00000	78,1571	50,00000	50,0254	50,00000
P_7 (MW)	60,0927	50,0000	52,77838	67,7338	52,79142	66,4605	53,15917	65,3001	53,63298
P_8 (MW)	61,5049	55,9203	54,42497	51,0865	54,43645	51,7165	54,76007	66,7923	55,17703
P_9 (MW)	63,8843	71,1751	81,69268	82,1726	81,70463	81,6427	82,04174	75,7799	82,47607
P_{10} (MW)	91,2752	93,9264	96,50731	53,9062	96,52419	52,8465	97,00010	95,4330	97,61327
P_{11} (MW)	82,5014	63,4952	53,52271	73,8256	53,53016	74,6584	53,74030	50,4028	54,01106
P_{12} (MW)	68,4754	134,1440	108,24997	54,3821	108,26272	53,6541	108,62230	87,1779	109,08559
P_{13} (MW)	55,3908	50,0000	54,62497	57,0208	54,63645	58,6572	54,96007	65,6425	55,37703
P_{14} (MW)	57,5714	50,0000	50,00000	60,0506	50,00000	60,2020	50,00000	50,1148	50,00000
Demanda (MW)	950,00	950,00	950,00	950,15	950,15	954,38	954,38	959,83	959,83
Coste Comb. (\$/h)	4.422,9000	4.295,4060	4.363,0910	4.476,0130	4.363,6210	4.490,4560	4.378,5670	4.486,7250	4.397,8490
Emisiones (ct/h)	3.111,2340	3.188,0790	3.066,3490	3.130,3600	3.066,4750	3.144,4160	3.070,0560	3.017,1100	3.074,7450
Cost Comb. + Emisiones	7.534,1340	7.483,4850	7.429,4400	7.606,3730	7.430,0960	7.634,8720	7.448,6230	7.503,8350	7.472,5940

Los costes de combustible y emisiones han sido obtenidos sustituyendo las potencias de las unidades generadoras en las correspondientes funciones.

Las mejores soluciones de costes y emisiones del Sistema Test 3 se pueden ver en las Tablas 6.8 y 6.9, donde los resultados del MOI están comparados con las referencias publicadas. Las mejores soluciones de compromiso se pueden ver en las Tablas 6.10 y 6.11. De nuevo, la mejora de las soluciones obtenidas con

MOI comparadas con los métodos heurísticos es clara, ya que ninguno de los otros métodos es capaz de mejorar sus resultados y sólo en algunos casos los resultados son los mismos.

El tiempo de ejecución medio de CPU, de 10 ejecuciones realizadas, utilizado para obtener la frontera de Pareto óptima con 21 puntos en el Caso 4 fue de unos 111 ms.

Tabla 6.11. Sistema Test 3: Solución de compromiso. Resultados del MOI comparados con los algoritmos usados en las referencias [308, 315, 372, 385].

Método	FMOPSO	MOI	WA	MOI	MOEA	MOI
P_1 (MW)	94,5703	99,35376	91,1562	99,62973	81,6684	99,82191
P_2 (MW)	105,7280	60,03915	109,5840	60,19793	108,5970	60,30849
P_3 (MW)	50,9920	60,83837	51,4286	61,14339	50,3574	61,35579
P_4 (MW)	50,0000	81,40759	50,1945	81,74849	50,0378	81,98588
P_5 (MW)	75,7894	68,25716	68,3609	68,48897	88,2061	68,65040
P_6 (MW)	84,6362	50,00000	90,6869	50,00000	89,5116	50,00000
P_7 (MW)	53,3723	57,13314	53,5931	57,39656	50,0000	57,58000
P_8 (MW)	54,8911	58,25716	56,4637	58,48897	51,6133	58,65040
P_9 (MW)	83,6218	85,68454	77,0796	85,92601	82,3149	86,09417
P_{10} (MW)	52,5273	102,14288	51,2340	102,48378	54,5174	102,72118
P_{11} (MW)	79,5150	56,01114	87,3122	56,16167	84,3849	56,26649
P_{12} (MW)	106,1040	112,50795	110,1590	112,76553	112,1840	112,94489
P_{13} (MW)	58,1926	58,45716	55,1502	58,68897	51,4270	58,85040
P_{14} (MW)	50,1546	50,00000	50,7220	50,00000	50,4080	50,00000
Demanda (MW)	1,000,09	1,000,09	1,003,12	1,003,12	1,005,23	1,005,23
Coste Comb. (\$/h)	4.516,9950	4.541,1860	4.525,0010	4.552,0370	4.531,4400	4.559,5990
Emisiones (ct/h)	3.328,1970	3.112,0090	3.375,4810	3.115,0010	3.377,6490	3.117,0990
Cost Comb. + Emisiones	7.845,1920	7.653,1950	7.900,4820	7.667,0380	7.909,0890	7.676,6980

Los costes de combustible y emisiones han sido obtenidos sustituyendo las potencias de las unidades generadoras en las correspondientes funciones.

6.2.3.4. Conclusiones

El método de objetivos incrementales (MOI) puede ser utilizado para resolver los problemas de optimización de Despachos Económico y Medioambiental en los sistemas eléctricos de potencia (Environmental/Economic Dispatch, EED), cuando los costes y las emisiones están representadas por ecuaciones cuadráticas con o sin término exponencial. Además, se ha podido verificar que cualquier otro método heurístico aplicado a los sistemas test considerados, no puede obtener mejores soluciones óptimas que el MOI, y siempre con mayor tiempo de CPU.

Asimismo el MOI tiene la ventaja de resolver los problemas EED sin usar el factor de escala estándar usado por muchos autores cuando aplican el método “weighted sum”, factor que tiene la desventaja de distorsionar el significado e interpretación del factor de peso cuando se obtiene la mejor solución de compromiso o cualquier otra solución del frente de Pareto óptimo. En su lugar se utiliza un nuevo factor, denominado “factor de conversión de unidades de medida” que hace comparables las unidades de las emisiones y los costes multiplicando las emisiones por una potencia de 10. Este nuevo factor permite obtener una mejor distribución del frente de Pareto óptimo y ayuda al Tomador de Decisiones a decidir cuál solución elegir de entre todas las soluciones del Pareto óptimo, ya que el sentido original del factor de peso no se altera.

MOI obtiene mejores soluciones que las obtenidas con algoritmos aproximados presentados en publicaciones recientes para dos sistemas test estándar ampliamente usados en la literatura (IEEE 30-bus con seis generadores y IEEE 118-bus con 14 generadores).

Finalmente, debido a que el tiempo computacional es muy bajo, MOI es apto para resolver el subproblema del despacho de potencia (ED o EED) dentro del problema más general de asignación de unidades (UC o EEUC) en sistemas eléctricos de potencia.

Indicar, por otro lado, que este estudio realizado ha sido presentado, en un formato más reducido, para su publicación en la revista "IEEE Transactions and Journals" en septiembre de 2015, con el título "An Analytical Solution for the Environmental/Economic Power Dispatch".

6.2. Algoritmos Genéticos para la resolución del UC

Los Algoritmos Genéticos (GAs) son técnicas de computación encaminadas a la optimización que imitan la naturaleza, de acuerdo con el principio de supervivencia del más fuerte de Darwin. Una población de soluciones (denominadas "individuos" o "cromosomas") se somete a ciertas operaciones genéticas (selección, cruce y mutación) para obtener generaciones con individuos mejores.

La evolución es un fenómeno colectivo de adaptación al entorno pasando genes a las siguientes generaciones. Una determinada combinación de genes puede sobrevivir a la siguiente generación aunque la combinación no sea óptima. Pero es que, en realidad, la evolución en sí no es optimización.

En lugar de un individuo único, los Algoritmos Genéticos mantienen una población de individuos que se evalúan por su aptitud. Los nuevos individuos se generan aplicando selección, recombinación y mutación a los individuos de la población actual, y la población nueva reemplaza a la actual. Esto se repite hasta que se cumple algún criterio de parada, por ejemplo, que el algoritmo converge o se alcanza un número máximo de generaciones establecido.

Los Algoritmos Genéticos son métodos de búsqueda directos, es decir, simplemente evalúan la función objetivo de los individuos de las sucesivas poblaciones, y no necesitan derivadas. Son adaptables a diferentes situaciones, y si se logra encontrar una buena codificación para el problema entre manos, son bastante eficientes y fiables. Uno de los inconvenientes de los Algoritmos Genéticos es que hay muchas decisiones que tomar: usar codificación binaria o real, qué tipos de operadores de cruce, mutación y selección usar, y cómo se evalúan los valores de la función objetivo.

Por otro lado, la evolución Darwiniana es intrínsecamente un mecanismo de búsqueda y optimización robusto. Los problemas que las especies biológicas han resuelto son tipificados por el caos, el cambio, la temporalidad e interactividades no lineales. Estas son también características de los problemas que han probado ser especialmente intratables con métodos clásicos de optimización. Los procesos evolutivos pueden ser aplicados a problemas donde las soluciones determinadas no son utilizables o generalmente llevan a resultados insatisfactorios. Los Algoritmos Genéticos, pues, ofrecen ventajas prácticas al investigador para resolver problemas de optimización difíciles.

Los Algoritmos Genéticos se engloban dentro de lo que se denomina Computación Evolutiva (EC), junto con las Estrategias de Evolución (ES) y la Programación Evolutiva (EP) y sólo difieren en la forma en que las operaciones de selección, mutación y cruce se realizan. El campo de la Computación Evolutiva está en un estado de tremendo crecimiento atestiguado por el número creciente de conferencias, jornadas de trabajo e informes dedicados a este tema.

Para considerar un algoritmo como evolutivo éste debe estar compuesto de:

- Una población de individuos.
- Un concepto o idea de aptitud.
- Una idea de población dinámica (nacimientos, muertes) propiciada por la aptitud.
- Una idea de herencia de propiedades de padres a hijos.

De forma abstracta, se puede pensar en los Algoritmos Evolutivos (EAs) en términos de capacidad de obtener más individuos en condiciones, con una mayor influencia en el futuro conjunto de la población por mayor supervivencia y por producir más hijos que continúen reafirmando su influencia después de que los padres han desaparecido. Esta idea se incluye dentro de los modelos computacionales permitiendo tomar decisiones sobre los siguientes aspectos:

1. **Elección del tamaño de la población:** La mayoría de los actuales EAs suponen un tamaño de población constante N , que se especifica como un parámetro de entrada controlado por el usuario. Los denominados EAs de “estado fijo” obligan a que, cada vez que se produce un hijo, que da lugar a tener $N+1$ individuos, se invoque un proceso de selección para volver el tamaño de la población inicial a N individuos. Al contrario, los EAs “generacionales” son más flexibles en el tamaño de la población permitiendo producir $K \gg 1$ hijos antes de invocar el proceso de borrado de K individuos para volver a tener N individuos.

Aunque el tamaño de la población de un EA puede afectar su capacidad para resolver problemas, estos son sólo los principios de una teoría suficientemente fuerte para proporcionar una guía a priori para elegir un tamaño fijo apropiado. No hay mucha teoría con respecto a los apropiados niveles de elasticidad (K) y de cómo ajustar el tamaño de la población.

2. **Estrategias de eliminación:** Los procesos usados para eliminar individuos varían significativamente de un EA a otro e incluye estrategias tales como borrado aleatorio uniforme, borrado de los K peores, y borrado inversamente proporcional a la aptitud. Las estrategias de borrado “elitistas” que están fuertemente encaminadas a eliminar los peores pueden llevar a pérdida prematura de diversidad y soluciones sub-óptimas. Sin embargo, poca aptitud conduce a resultados no focalizados y búsqueda serpenteante. Encontrar un balance apropiado es importante pero difícil de determinar a priori con las teorías actuales.

3. **Selección de los padres:** Similares cuestiones surgen con respecto a la elección de qué padres producirán hijos. Si la selección conduce fuertemente hacia los mejores individuos da lugar a un enfoque de búsqueda demasiado estrecho, mientras que muy poca conducción produce una carencia de focos. Los métodos actuales incluyen selección aleatoria uniforme, selección por torneo, selección proporcional al rango, y selección proporcional a la aptitud. Es obvio que las estrategias de selección de los padres y eliminación de individuos deben complementarse en el efecto sobre el balance de exploración-explotación.

4. **Reproducción y herencia:** Además de los procesos de selección, los mecanismos usados para reproducción también afectan al balance entre exploración-explotación. En un extremo se tendría un sistema en el cual los hijos son réplicas exactas de los padres (reproducción asexual sin mutación) dando lugar a un rápido crecimiento en la proporción de los mejores individuos de la población, pero sin exploración de los miembros de la población inicial. En el otro extremo, tendríamos un sistema en el cual los hijos tienen poco parecido con sus padres, maximizando la exploración a costa del uso de las características de los padres.

En cuanto a las ventajas de la utilización de Algoritmos Genéticos (GAs), podríamos destacar las siguientes:

1. **Simplicidad conceptual:** La computación evolutiva es conceptualmente simple. La Figura 6.9 muestra el diagrama de flujo principal de la gran mayoría de los GAs. Se inicia con una población de soluciones candidatas, frecuentemente mediante muestreo aleatorio del espacio de soluciones posibles. Las soluciones competidoras se evalúan por medio de una función que describe su “aptitud”. La población se somete a ciertas operaciones genéticas (selección, cruce y mutación) para obtener una nueva generación, y el proceso itera de nuevo.

2. - **Amplia aplicabilidad:** Los algoritmos evolutivos pueden ser aplicados a cualquier problema que pueda ser formulado como una tarea de optimización de una función. Ello requiere una estructura de datos para representar soluciones, una función de aptitud para evaluar las soluciones, y operadores de variación

para generar nuevas soluciones desde soluciones anteriores (la selección también es necesaria pero es menos dependiente de las preferencias humanas). El diseñador humano puede elegir una representación que siga su intuición. En este sentido, el procedimiento es independiente de la representación, en contraste con otras técnicas numéricas que deben ser aplicadas sólo para valores continuos u otro escenario restringido. La representación debe permitir a los operadores de variación mantener un nexo de comportamiento entre padres e hijos y, así mismo, grandes cambios deben engendrar grandes alteraciones. Debe permitirse un seguimiento de los cambios posibles, tal que el “dimensionamiento” efectivo del algoritmo pueda ser afinado, quizás “online” de forma auto-adaptativa. Esta flexibilidad permite aplicar esencialmente el mismo procedimiento a problemas combinatorios discretos, problemas de optimización de valores continuos, problemas mixtos, etc.

3. - **Mejor que los métodos clásicos para problemas reales:** Los problemas de optimización de funciones del mundo real imponen restricciones no lineales, requieren funciones de liquidación que no se corresponden con por lo menos el error cuadrático, implican condiciones no estacionarias, incorporan ruido o procesamiento aleatorio o incluye otros inesperados eventos que hacen que no se conformen bien los pre-requisitos de las técnicas de optimización clásicas. Las superficies de respuesta que representan los problemas del mundo real son frecuentemente multi-modales y los métodos basados en gradientes convergen rápidamente a un óptimo local, el cual puede dar insuficiente rendimiento. Para problemas simples, donde la superficie de respuesta es fuertemente convexa, los algoritmos evolutivos no rinden tan bien como los métodos de optimización tradicionales. Esto es lógico ya que estas técnicas fueron diseñadas para aprovechar las ventajas de las propiedades convexas de tales superficies.

4. - **Posibilidades para usar el conocimiento y la hibridación con otros métodos:** Siempre es razonable incorporar el conocimiento a un algoritmo cuando tratamos un problema particular del mundo real. Los algoritmos especializados pueden mejorar algoritmos no especializados en un determinado dominio de interés. Los algoritmos evolutivos ofrecen un marco en el que es fácil incorporar tal conocimiento. Por ejemplo, los operadores de variación pueden ser útiles cuando se aplican a representaciones particulares. Estos pueden ser aplicados directamente como operaciones de mutación o recombinación. El conocimiento también puede ser implementado dentro de la función de aptitud, en forma de propiedades físicas o químicas conocidas. La incorporación de esta información focaliza la búsqueda evolutiva, dando una exploración más eficiente del espacio de posibles soluciones.



Figura 6.9. Esquema genérico de un Algoritmo Genético

Los algoritmos evolutivos pueden también ser combinados con técnicas de optimización tradicionales. Esto puede ser tan simple como el uso de minimización del gradiente-conjugado después de la búsqueda primaria con un algoritmo evolutivo, o puede implicar la aplicación simultánea de algoritmos. También puede haber un beneficio en usar como semillas de una población inicial las soluciones derivadas de otros procedimientos. Los algoritmos evolutivos también pueden ser usados para optimizar el rendimiento de redes neuronales, sistemas de producción y otras estructuras de programas.

5. - **Paralelismo**: La evolución es un proceso altamente paralelo. Como los ordenadores con procesamiento distribuido son, hoy en día, fáciles de conseguir, su creciente potencial está siendo usado para aplicar algoritmos evolutivos a problemas más complejos. Es frecuente el caso en el que soluciones individuales pueden ser evaluadas independientemente de las evaluaciones asignadas a soluciones competitivas. La evaluación de cada solución puede ser manejada en paralelo y la solución única (la cual requiere, por lo menos, la competición de una pareja) requiere algún procesamiento en serie. En efecto, el tiempo de ejecución requerido para una aplicación puede ser inversamente proporcional al número de procesadores. Con respecto a estas ventajas, los actuales ordenadores de mesa poseen suficiente velocidad de computación para generar soluciones a problemas difíciles en tiempo razonable.

6. - **Robusto a cambios dinámicos**: Los métodos tradicionales de optimización no son robustos a cambios dinámicos en el entorno y frecuentemente requieren un completo reinicio para obtener una solución (por ejemplo: Programación Dinámica). En contraste, los algoritmos evolutivos pueden ser usados para adaptar soluciones a circunstancias cambiantes. La población disponible de soluciones obtenidas provee una base para más mejoras y en la mayoría de los casos no es necesario reinicializar la población aleatoriamente. Este procedimiento de adaptación en medio de un entorno dinámico puede ser usado como una ventaja.

La habilidad para adaptarse rápidamente a las circunstancias cambiantes es de importancia crítica para resolver problemas prácticos.

7. - **Capacidad de auto-optimización**: La mayoría de las técnicas de optimización clásicas necesitan valores apropiados de variables exógenas. Esto es cierto también para los algoritmos evolutivos. Sin embargo, hay una larga historia del uso de procesos evolutivos para optimizar estos parámetros como parte de la búsqueda de soluciones óptimas.

8. - **Capaz de resolver problemas sin soluciones conocidas**: Quizás, la mayor ventaja de los algoritmos evolutivos es la capacidad de resolver problemas para los cuales no hay experiencia humana. Aunque la experiencia humana debe usarse cuando sea posible, frecuentemente no es adecuada para automatizar rutinas de resolución de problemas. Los problemas con tales sistemas expertos son bien conocidos: los expertos pueden no estar de acuerdo, pueden no ser autoconsistentes, pueden no ser cualificados, o pueden simplemente estar equivocados. La investigación en Inteligencia Artificial ha dado lugar a una colección de métodos y trucos para resolver problemas particulares en restringidos dominios de interés. Ciertamente, estos métodos han sido satisfactoriamente aplicados a problemas específicos (ejemplo: el programa de ajedrez Deep Blue), pero la mayoría de estas aplicaciones requieren la experiencia humana. Dichos métodos pueden ser admirablemente aplicados a problemas difíciles requiriendo gran velocidad computacional, pero generalmente no avanzan nuestro entendimiento de inteligencia; "resuelven problemas, pero no resuelven el problema de cómo resolver problemas".

En contraste, la evolución proporciona un método para resolver el problema de cómo resolver problemas. Es una recapitulación del método científico que puede ser usado para aprender aspectos fundamentales de cualquier entorno medible.

6.2.1. GA implementado, función objetivo y esquema de la codificación

Para la asignación de unidades se han utilizando algoritmos genéticos (GAs) con codificación binaria. La solución del problema planteado consiste en hallar el individuo caracterizado por el estado de N

6. Metodología desarrollada

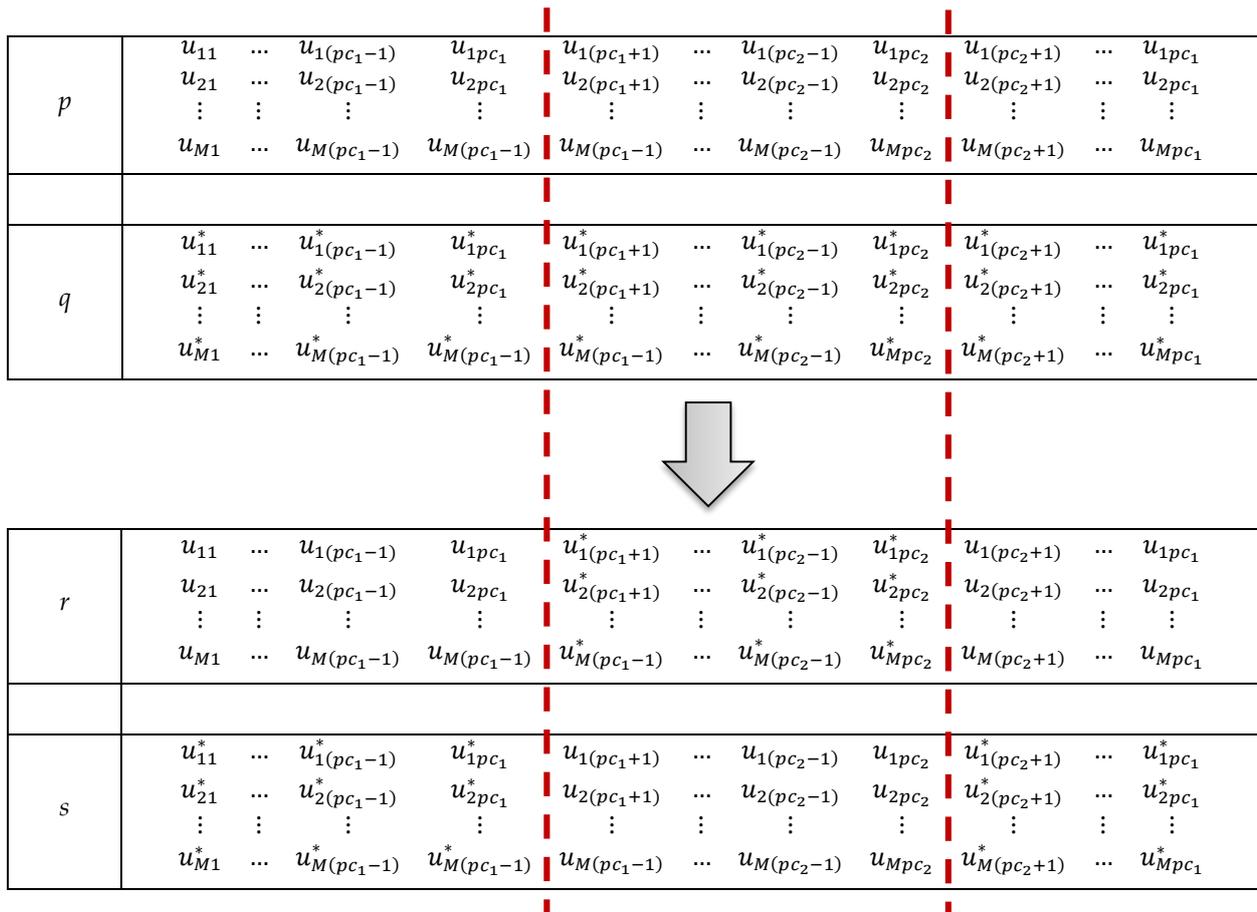
unidades para un intervalo de M horas tal que la Función Objetivo sean mínima y se cumplan todas las restricciones establecidas para el problema considerado. Esquemáticamente un individuo tiene la forma matricial siguiente:

$$\begin{matrix} u_{11} & u_{12} & \dots & u_{1N} \\ u_{21} & u_{22} & \dots & u_{2N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ u_{M1} & u_{M2} & \dots & u_{MN} \end{matrix} \quad (6.24)$$

donde u_{ij} toma los valores 1 ó 0 en función de si la unidad i está funcionando o no a la hora j , $1 \leq i \leq M$ y $1 \leq j \leq N$.

En la definición del GA se han considerado los siguientes operadores genéticos:

- **Selección por torneo (4:2):** Se eligen al azar dos pares de individuos de la población actual $\{p_1, p_2\}$ y $\{p_3, p_4\}$, se compara su función de aptitud f , de forma que si $f(p_1) \leq f(p_2)$, p_1 es seleccionado; en caso contrario se selecciona a p_2 . Análogamente, si $f(p_3) \leq f(p_4)$, p_3 es seleccionado; en caso contrario se selecciona a p_4 .
- **Cruce matricial en dos puntos:** Dados dos individuos p y q , previamente seleccionados por el operador de selección, se comprueba si se cruzan o no, con una probabilidad de cruce determinada por el usuario. En caso de que no se crucen, pasan directamente a la nueva población, pero si se cruzan, se eligen aleatoriamente dos puntos de cruce pc_1 y pc_2 , tales que $1 \leq pc_1 \leq pc_2 \leq N$ y se procede como se indica a continuación para intercambiar su material genético y generar sus descendientes r y s :



- **Mutación en un punto:** con una probabilidad de mutación determinada por el usuario, los individuos de la nueva población pueden ser mutados. En caso de que lo sean, se elige aleatoriamente un par (i, j) , con $1 \leq i \leq M$ y $1 \leq j \leq N$, y se procede como sigue: si en esa posición hay un 0 se sustituye por un 1, y si hay un 1 se sustituye por un 0.

La población inicial no es totalmente aleatoria sino que se crean seis individuos por lista de prioridades en función del coste específico y del coste incremental a plena carga, a media carga y a mínimo técnico.

La función de aptitud viene dada por:

$$eval(\mathbf{x}) = f(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^m coef_i w_{coef_i} + \sum_{i=1}^m viol_i w_{viol_i} \quad (6.25)$$

donde f es la función a minimizar (costes de combustible, emisiones de NO_x , emisiones de SO_2 , partículas, etc.) dada por una expresión genérica de la forma de la Ec. (6.7), m es el número de restricciones del problema considerado, $coef_i$ es la suma de los valores de las violaciones de la restricción i , $viol_i$ es el número de veces que se viola la restricción i , y w_{coef_i} y w_{viol_i} son los parámetros de penalización (elegidos por el usuario). Los dos últimos sumandos de la función de aptitud, $eval(\mathbf{x})$, constituyen la llamada función de penalización.

Para evitar evaluar una y otra vez el mismo individuo, se genera una base de datos de los individuos ya evaluados. Esta base de datos se ordena en función de la función de aptitud.

Para evitar realizar los despachos de carga de los individuos no factibles, previa a la evaluación de la función de aptitud, se repara el individuo para que verifique las restricciones de mínimo tiempo en funcionamiento (ver Subsección 3.3.4), mínimo tiempo parado (ver Subsección 3.3.5), funcionamiento obligatorio (ver Subsección 3.3.6) y parada obligatoria (ver Subsección 3.3.7). Asimismo, se comprueba si con las unidades despachadas se puede cubrir tanto la demanda como la reserva rodante (ver Subsecciones 3.3.8 y 3.3.9). En caso afirmativo, se pasa a realizar el despacho de cargas con el MOI, en caso negativo, se ponen todas las unidades despachadas a potencia máxima.

Por último, para potenciar la diversidad en la población se ha implementado una función multimodal que mantiene un número, determinado por el usuario, de nichos, con una distancia entre soluciones óptimas de dichos nichos, también establecida por el usuario. Asimismo, si el valor de la función de aptitud del mejor individuo no mejora durante un número determinado de generaciones, definido por el usuario, se aplica una repoblación que consiste en copiar los mejores individuos de la base de datos en la población actual y mutarlos.

Sea $P^t(\mathbf{U})$ la población tal que $\mathbf{U} = (u_1, u_2, \dots, u_N, u_{N+1}, u_{N+2}, \dots, u_{2N}, \dots, u_{(M-1)N+1}, u_{(M-1)N+2}, \dots, u_{MN})$, $P_\mu^t(\mathbf{U})$ la población en la que los μ peores individuos de la población $P^t(\mathbf{U})$ han sido sustituidos por los μ mejores individuos encontrados hasta el momento (aplicando el criterio de nichos), y $P_{DB}^t(\mathbf{U})$ la base de datos. Entonces el algoritmo del programa que resuelve el problema UC es el siguiente:

- Establecer los parámetros del AG: máximo número de generaciones (numgen), tamaño de la población (nindg), número de individuos elitistas ($\mu \geq 2$), probabilidad de cruce, probabilidad de mutación, número máximo de repeticiones de la función de aptitud del mejor para aplicar repoblación, eliminación de duplicados (Sí o No), número de nichos (nopt $\leq \mu$), distancia entre nichos;
- $t = 0$;
- Generar $P^t(\mathbf{U})$;
- **WHILE NOT** $t + 1 < \text{numgen}$ **DO**
 - Eliminar duplicados genotípicos;
 - **FOR** $i = 1$ **TO** nindg
 - Reparar el individuo;
 - Apto = Comprobar el individuo;
 - **IF** Apto = Sí **THEN**
Ejecutar MOI;

- **ELSE**
 - Poner todas las unidades despachadas a máxima potencia;
- **IFEND**
 - Evaluar la función de aptitud (Ec. (6.25));
- **FOREND**
- Obtener $P_{\mu}^t(\mathbf{U}) \leftarrow [P^t(\mathbf{U})]$;
- **IF** criterio de repoblación **THEN**
 - Obtener $P^{t+1}(\mathbf{U}) \leftarrow \text{repoplar}[P_{DB}^t(\mathbf{U})]$;
- **ELSE**
 - Obtener $P^{t+1}(\mathbf{U}) \leftarrow \text{selección}[P_{\mu}^t(\mathbf{U})]$;
 - Obtener $P_{new}^t(\mathbf{U}) \leftarrow \text{cruce}[P^{t+1}(\mathbf{U})]$;
 - Obtener $P^{t+1}(\mathbf{U}) \leftarrow \text{mutación}[P_{new}^t(\mathbf{U})]$;
- **IFEND**
- Poner $P^t(\mathbf{U}) \leftarrow P^{t+1}(\mathbf{U})$ y $t = t + 1$;
- Actualizar $P_{DB}^t(\mathbf{U})$;
- **DOEND**
 - Escribir la mejor solución;

6.2.1. Simulación y resultados

A continuación se contrastan los resultados del problema monoobjetivo de asignación de unidades económica, conocido generalmente como UC (Unit Commitment), con un ejemplo utilizado en [386]. Se trata del caso test T54.5, resultado T54-R3 correspondiente al caso particular mono-objetivo, descrito en la red temática europea INGENET de optimización con algoritmos evolutivos en aplicaciones de interés industrial (referencia e información en www.ingenet.ulpgc.es/functional/databases/ceani/index.html), con 10 unidades para un horizonte temporal de 24 horas. Los datos del problema aparecen reflejados en las Tablas 6.12, 6.13 y 6.14.

En [386] se utiliza un Agente de Evolución Flexible (AEF). Este AEF está caracterizado por poseer una arquitectura interna específica e ingredientes de aprendizaje que actúan tanto sobre su propia estructura, como sobre los parámetros vinculados a los operadores genéticos, los parámetros poblacionales y los parámetros de otras estrategias relacionadas (como las elitistas en los algoritmos evolutivos). Además, se propone una estrategia eficiente de doble lazo en la búsqueda del óptimo, considerando dos codificaciones jerarquizadas, una binaria del status 1/0 de cada generador de potencia, según éste deba estar o no a una potencia fija, y otra real para las potencias candidatas en cada generador. En la Tabla 6.15 se pueden ver los resultados de las potencias de generación obtenidas en [362] y con el método propuesto en esta Tesis. En ambos casos se usaron los mismos parámetros de penalización (ver Tabla 6.16), es decir, se consideraron las mismas funciones de aptitud para la optimización evolutiva. En la Tabla 6.17 se muestran los costes obtenidos y el tiempo de CPU empleado en ambos casos. Es evidente la mejora obtenida con el método propuesto, tanto en lo que se refiere a la solución de costes como al tiempo de ejecución.

Tabla 6.12. Test UC: datos operativos

Unidad	P_i^{\min} (MW)	P_i^{\max} (MW)	$T_{\min f}$ (h)	$T_{\min p}$ (h)	E_i (h)
G1	24	60	3	1	-1
G2	32	80	3	1	-1
G3	40	100	4	2	1
G4	48	120	4	2	5
G5	60	150	5	3	-7
G6	112	280	5	2	3
G7	208	520	8	4	-5
G8	60	150	4	2	3
G9	128	320	5	2	-6
G10	80	200	5	2	-3

$T_{\min f}$: tiempo mínimo en funcionamiento;

$T_{\min p}$: tiempo mínimo parado; E_i : estado inicial

Tabla 6.14. Test UC: datos de costes

Unidad	Coste funcionamiento			Coste arranque			Coste parada
	a_i	b_i	c_i	a'_i	b'_i	d_i	Cp_i
G1	0,0454	9,9214	159,33	85	0,20	20,59	20,59
G2	0,0356	10,3750	22,16	101	0,20	20,59	20,59
G3	0,0254	15,0310	262,87	114	0,20	22,57	22,57
G4	0,0212	15,0310	315,44	94	0,18	10,65	10,65
G5	0,0106	20,7650	485,69	113	0,18	18,64	18,64
G6	0,0253	18,9950	1.236,90	176	0,15	27,57	27,57
G7	0,0085	19,5660	4.437,20	267	0,09	34,75	34,75
G8	0,0116	22,2510	300,86	282	0,09	45,48	45,48
G9	0,0050	20,9270	1.044,20	187	0,13	38,62	38,62
G10	0,0091	23,1070	416,58	227	0,11	26,64	26,64

Tabla 6.13. Test UC: demandas y reservas rodantes horarias

Hora	Demanda (MW)	Reserva (15%) (MW)
1	1.459	219
2	1.372	206
3	1.299	195
4	1.280	192
5	1.271	191
6	1.314	197
7	1.372	206
8	1.314	197
9	1.271	191
10	1.242	186
11	1.197	180
12	1.182	177
13	1.154	173
14	1.138	171
15	1.124	169
16	1.095	164
17	1.066	160
18	1.037	156
19	993	149
20	978	147
21	963	144
22	1.022	153
23	1.081	162
24	1.459	219

6.3. Algoritmos Genéticos para la resolución del EEUC

Para la resolución del problema de Asignación de Unidades Económico y Medioambiental se ha modificado el algoritmo monoobjetivo descrito en la Subsección 6.2.1, de forma que, en lugar de obtener una única solución, se obtenga un conjunto de soluciones pertenecientes al frente de Pareto ótimo, por cuanto el problema EEUC es un problema multiobjetivo.

Sea $P^t(\mathbf{U})$ la población tal que $\mathbf{U} = (u_1, u_2, \dots, u_N, u_{N+1}, u_{N+2}, \dots, u_{2N}, \dots, u_{(M-1)N+1}, u_{(M-1)N+2}, \dots, u_{MN})$, $P_\mu^t(\mathbf{U})$ la población en la que los μ peores individuos de la población $P^t(\mathbf{U})$ han sido sustituidos por los μ mejores individuos encontrados hasta el momento (aplicando el criterio de nichos), y $P_{DB}^t(\mathbf{U})$ la base de datos. Entonces el algoritmo del programa que resuelve el problema EEUC es el siguiente:

- Establecer los parámetros del AG: máximo número de generaciones (numgen), tamaño de la población (nindg), número de individuos elitistas ($\mu \geq 2$), probabilidad de cruce, probabilidad de mutación, número máximo de repeticiones de la función de aptitud del mejor para aplicar repoblación, eliminación de duplicados (Sí o No), número de nichos (nopt $\leq \mu$), distancia entre nichos, número de soluciones óptimas de Pareto (npareto);
- $t = 0$;

6. Metodología desarrollada

- Generar $P^t(\mathbf{U})$;
- **WHILE NOT** $t + 1 < \text{numgen DO}$
 - Eliminar duplicados genotípicos;
 - Evaluar la “Función de Aptitud”;
 - Obtener $P_{\mu}^t(\mathbf{U}) \leftarrow [P^t(\mathbf{U})]$;
 - **IF** criterio de repoblación **THEN**
 - Obtener $P^{t+1}(\mathbf{U}) \leftarrow \text{repoblar}[P_{DB}^t(\mathbf{U})]$;
 - **ELSE**
 - Obtener $P^{t'}(\mathbf{U}) \leftarrow \text{selección}[P_{\mu}^t(\mathbf{U})]$;
 - Obtener $P_{new}^t(\mathbf{U}) \leftarrow \text{cruce}[P^{t'}(\mathbf{U})]$;
 - Obtener $P^{t+1}(\mathbf{U}) \leftarrow \text{mutación}[P_{new}^t(\mathbf{U})]$;
 - **IFEND**
 - Poner $P^t(\mathbf{U}) \leftarrow P^{t+1}(\mathbf{U})$ y $t = t + 1$;
 - Actualizar $P_{DB}^t(\mathbf{U})$;
- **DOEND**

Escribir el mejor frente de Pareto;

Tabla 6.15. Test UC: resultados de potencias horarias

Hora	Datos de potencias de generación (MW) de la mejor solución obtenida en [362]										Datos de potencias de generación (MW) de la mejor solución obtenida con el método propuesto									
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
1	60	80	100	120	150	141,94	351,52	135,55	320	-	60	80	100	120	150	130,4	354,54	144,06	320	-
2	60	80	100	120	150	125,28	347,06	69,66	320	-	60	80	100	120	150	116,27	312,49	113,24	320	-
3	60	80	100	120	150	-	342,4	126,6	320	-	60	80	100	120	150	-	337,46	131,54	320	-
4	60	79,88	100	120	150	-	334,06	116,06	320	-	60	80	100	120	150	-	326,49	123,51	320	-
5	60	79,9	100	120	150	-	327,59	-	320	113,52	60	80	100	120	150	-	321,3	119,7	320	-
6	60	80	100	120	150	-	348,61	-	320	135,39	60	80	100	120	150	-	297,84	102,51	320	83,64
7	60	80	100	120	150	-	317,88	119,28	320	104,84	60	80	100	120	150	-	319,59	118,45	320	103,96
8	60	80	100	120	150	-	299,77	103,39	320	80,84	60	80	100	120	150	-	350,85	-	320	133,15
9	60	79,76	100	120	150	-	274,41	77,88	320	88,95	60	80	100	120	150	-	328,61	-	320	112,39
10	60	80	100	120	150	132,79	-	144,61	320	134,61	60	80	100	120	150	130,56	-	144,4	320	137,04
11	60	80	100	120	150	119,05	-	129,71	320	118,24	60	80	100	120	150	123,01	-	127,94	320	116,05
12	60	80	100	120	150	123,42	-	108,01	320	120,58	60	80	100	120	150	120,49	-	122,45	320	109,06
13	60	80	100	120	150	117,94	-	108,96	320	97,1	60	80	100	120	150	115,79	-	112,21	320	96
14	60	79,98	100	120	150	141,12	-	-	320	166,9	60	80	100	120	150	141,24	-	-	320	166,76
15	60	80	100	120	150	135,29	-	-	320	158,71	60	80	100	120	150	137,54	-	-	320	156,46
16	60	80	100	120	150	132,2	-	-	320	132,8	60	80	100	120	150	127,43	-	137,57	320	-
17	60	79,53	100	120	150	126,32	-	-	320	110,16	60	80	100	120	150	118,31	-	117,69	320	-
18	60	79,62	100	120	150	113,97	-	-	320	93,42	60	80	100	120	150	112	-	95	320	-
19	60	80	100	120	150	-	-	81,5	320	81,5	60	80	100	120	150	-	-	83	320	80
20	60	79,96	100	120	150	-	-	66,7	320	81,34	60	80	100	120	150	-	-	76,99	311	80
21	60	72,22	100	120	150	-	-	60,33	320	80,45	60	80	100	120	149,55	-	-	72,61	301	80
22	60	79,88	100	120	150	-	-	107,76	320	84,36	60	80	100	120	150	-	-	105,08	320	86,92
23	60	79,73	100	120	150	126,01	-	125,26	320	-	60	80	100	120	150	126,17	-	-	320	124,83
24	60	80	100	120	150	138,01	343,25	147,72	320	-	60	80	100	120	150	131,5	357,83	-	320	139,67

Tabla 6.16. Test UC: parámetros de penalización

Restricción i	w_{coef_i}	w_{viol_i}
Demanda – Producción	100.000	10.000
Tiempo mínimo de parada	100.000	10.000
Tiempo mínimo en funcionamiento	100.000	20.000
Violación de la reserva rodante mínima	100.000	1.000

Tabla 6.17. Test UC: resultados de costes

	Referencia [362]	Método propuesto
Coste de funcionamiento	724.386,69	723.723,96
Coste de arranques	1.308,99	1.354,65
Coste de paradas	319,00	368,00
Coste total	726.014,68	725.446,61
Tiempo de ejecución (s)	13.736	6.884

Sea $P_{pareto}^t(\mathbf{U})$ la población formada por los individuos óptimos de Pareto. Entonces la evaluación de la “Función de Aptitud” se realiza como sigue:

- Obtener $P_{extend}^t(\mathbf{U}) \leftarrow [P^t(\mathbf{U}) \cup P_{\mu}^t(\mathbf{U})]$;
- FOR $i = 1$ TO $(nindg + \mu)$
 - Calcular el factor de conversión de unidades de medida (Ec. (6.23)) para cada hora;
 - Reparar el individuo;
 - Apto = Comprobar individuo;
 - FOR $i = 1$ TO $npareto$
 - IF Apto = Sí THEN
 - Ejecutar MOI;
 - ELSE
 - Poner todas las unidades despachadas a máxima potencia;
 - IFEND
 - Evaluar la Función de Costes;
 - Evaluar la Función de Emisiones;
 - Evaluar la Función de Penalizaciones;
 - FOREND
- FOREND
- Obtener $P_{pareto}^t(\mathbf{U}) \leftarrow [P_{extend}^t(\mathbf{U})]$;
- Evaluar la Función de Aptitud de $P_{extend}^t(\mathbf{U})$;

$$eval(\mathbf{U}) = ns_{dom}(\mathbf{U}) + \sum_{i=1}^m coef_i w_{coef_i} + \sum_{i=1}^m viol_i w_{viol_i} \quad (6.26)$$

donde $ns_{dom}(\mathbf{U})$ es el número de solución de la población $P_{extend}^t(\mathbf{U})$ que dominan a la solución \mathbf{U} .

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

Los contaminantes típicos que se consideran son: NO_x , SO_2 y Partículas. No obstante, también se incluye el CO_2 para ver qué efecto se consigue con la minimización del mismo. Asimismo, el consumo de combustible se tratará como otro objetivo, por cuanto su reducción significa directamente una disminución de la emisión de contaminantes.

7.1. Definición del problema

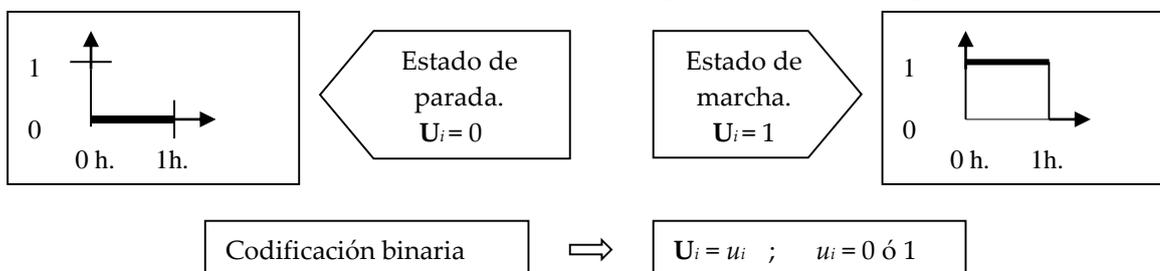
Dependiendo de la combinación de objetivos, considerando siempre presente la minimización de costes, el problema multiobjetivo planteado puede convertirse en 9 problemas multiobjetivos diferentes:

1. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de SO_2
2. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de NO_x
3. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de Partículas.
4. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de SO_2 y NO_x
5. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de SO_2 y Partículas.
6. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de NO_x y Partículas.
7. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de SO_2 , NO_x y Partículas.
8. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de CO_2 .
9. Minimización del coste de combustible y del consumo de combustible.

Para cada caso, la solución del problema planteado consiste, pues, en hallar el individuo caracterizado por el estado de N unidades para el intervalo de M horas tal que las Funciones de Aptitud de cada uno de los objetivos considerados sean mínimas y se cumplan todas las restricciones establecidas para cada uno de los objetivos.

Para definir un individuo es necesario tener en cuenta los siguientes conceptos:

- Estado de funcionamiento de una unidad generadora: el estado de funcionamiento de cada unidad generadora se caracterizará para cada hora del intervalo de estudio según un modelo de dos estados: 0 ó 1. El estado cero indicará que la unidad está parada y el estado 1 que está funcionando.

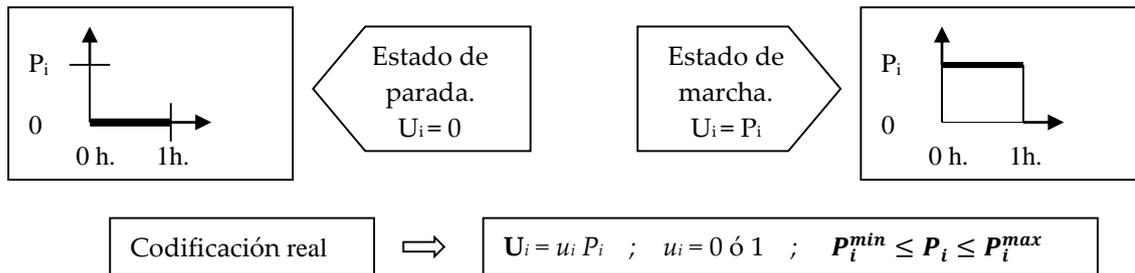


Esto se correspondería sólo con la parte de Asignación de Unidades del problema planteado.

- Estado de generación de una unidad generadora: el estado de generación de cada unidad generadora esta caracterizado por un valor real comprendido dentro del intervalo de potencia

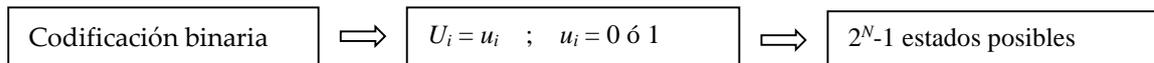
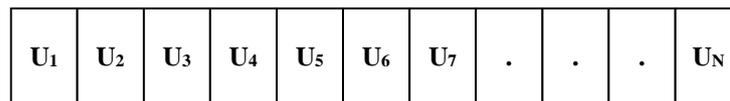
7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

máxima y mínima de la unidad en cuestión, cuando está en funcionamiento, y el valor cero cuando está parada.

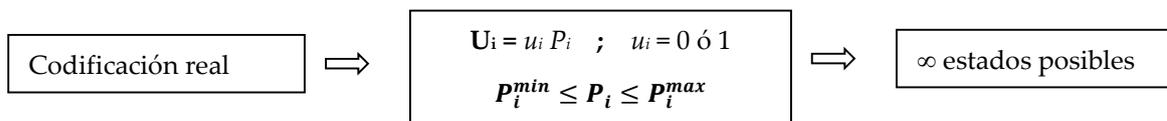
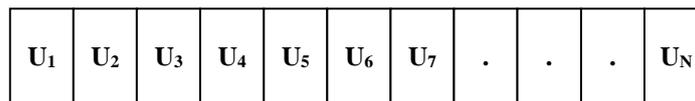


Esto se correspondería ya con el estado definitivo de cada unidad, considerando la asignación de unidades anterior y el despacho de cargas correspondiente

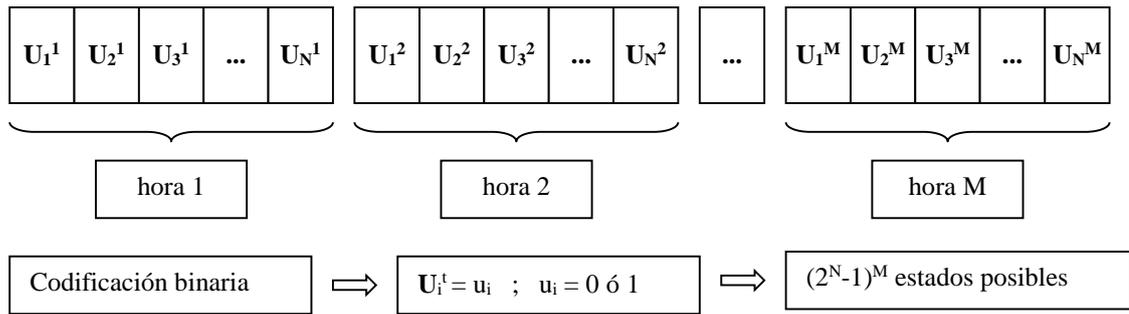
- Estado de funcionamiento de un conjunto de N unidades para 1 hora: el estado de funcionamiento de cada hora del período de estudio se caracteriza por un conjunto de N estados de funcionamiento de unidades generadoras que dará lugar a N “ceros” o “unos” en función de que las unidades para esa hora estén paradas o en funcionamiento. Esto puede dar lugar a 2^N-1 estados posibles.



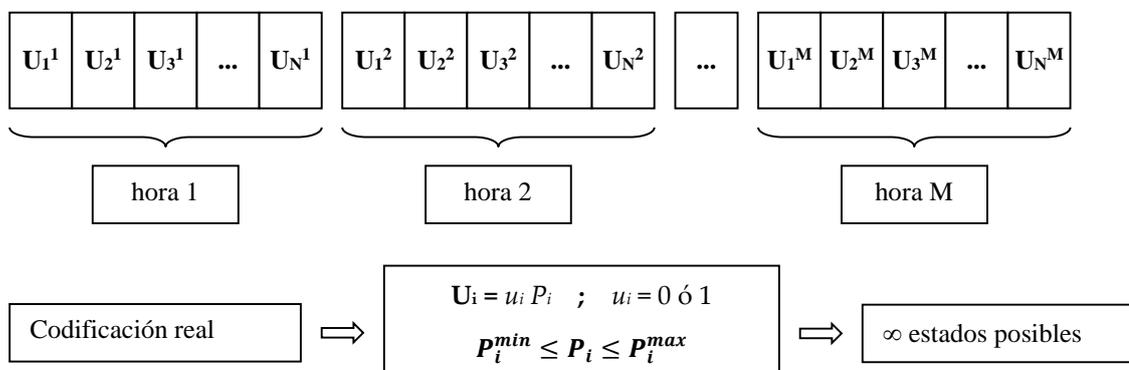
- Estado de generación de un conjunto de N unidades para 1 hora: el estado de generación de cada hora se caracteriza por N “ceros” o valores reales comprendidos dentro del intervalo de Potencia Máxima y Potencia Mínima de las unidades generadoras, en función de que dichas unidades para esa hora estén paradas o en funcionamiento. Esto puede dar lugar a infinitos estados posibles.



- Estado de funcionamiento de un conjunto de N unidades para un intervalo de M horas: el estado de funcionamiento del intervalo de estudio se caracteriza por un conjunto de M estados horarios de funcionamiento de un conjunto de N estados de funcionamiento de unidades para cada hora o, lo que es lo mismo, por un conjunto de $M \times N$ estados de funcionamiento de unidades generadoras, es decir, de $M \times N$ valores que pueden ser “ceros” o “unos” en función de que las unidades para esa hora estén paradas o en funcionamiento en cada hora del intervalo de estudio. Esto puede dar lugar a $(2^N-1)^M$ estados posibles.



- Estado de generación de un conjunto de N unidades para un intervalo de M horas: el estado de generación del intervalo de estudio se caracteriza por “ceros” o valores reales comprendidos dentro del intervalo de Potencia Máxima y Potencia Mínima de las unidades generadoras, en función de que dichas unidades para esa hora estén paradas o en funcionamiento en cada hora del intervalo de estudio. Esto puede dar lugar a infinitos estados posibles.



- Función objetivo de costes: representa la suma de los costes de todas las unidades generadoras para todas las horas del intervalo de estudio. Estos costes son la suma de:
 - los costes de combustible de las unidades en cada hora del intervalo que son función de la carga a la que se encuentren dichas unidades,
 - coste de arranque de cada una de las unidades cuando pase de un estado 0 (parada) en la hora $t-1$ a un estado 1 (en marcha) en la hora t ,
 - costes de operación y mantenimiento, asociados al funcionamiento del grupo, que sólo se incurren cuando el grupo está en funcionamiento y son independientes de la potencia de generación del mismo,
 - costes de banda de regulación que sólo se incurren cuando el grupo está en funcionamiento y depende de la reserva secundaria asignada al mismo.

La expresión de esta función es:

$$FO_{Costes} = \sum_{t=1}^M \sum_{i=1}^N u_i^t [C_i^t(P_i^t) + OM_i + R_i^t(S_i^t) + (1 - u_i^{t-1})A_i^t(T_i^t)] \quad (7.1)$$

siendo:

- $C_i^t(P_i^t)$ Coste de combustible de generación (u.m.) de la unidad i en la hora t , que es función de la potencia generada por la unidad i en la hora t (P_i^t).
- OM_i Coste de operación y mantenimiento (u.m.) de la unidad i , que es constante para cada unidad.

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

$R_i^t(S_i^t)$	Coste de banda de regulación (u.m.) de la unidad i en la hora t , que es función de la reserva secundaria asignada a la unidad en esa hora (S_i^t).
$A_i^t(T_i^t)$	Coste de arranque (u.m.) de la unidad i en la hora t , que es función del tiempo que ha estado la unidad parada hasta esa hora (T_i^t).
u_i^t	Factor cuyo valor es 0 ó 1 en función de que la unidad i esté parada o funcionando, respectivamente, en la hora t .
M	Número de horas del período de estudio.
N	Número de unidades del sistema eléctrico de potencia en estudio.

- Función objetivo de emisiones: para cada tipo de emisión hay una función objetivo que representa la suma de las emisiones de todas las unidades generadoras para todas las horas del intervalo de estudio. Para el presente estudio se tendrán, pues, las siguientes funciones objetivo de emisiones:

- Función Objetivo de Emisiones de NO_x

$$FO_{E_{NO_x}} = \sum_{t=1}^M \sum_{i=1}^N [u_i^t E_{NO_x}^t(P_i^t)] \quad (7.2)$$

- Función Objetivo de Emisiones de SO₂

$$FO_{E_{SO_2}} = \sum_{t=1}^M \sum_{i=1}^N [u_i^t E_{SO_2}^t(P_i^t)] \quad (7.3)$$

- Función Objetivo de Emisiones de Partículas

$$FO_{E_{PM_{10}}} = \sum_{t=1}^M \sum_{i=1}^N [u_i^t E_{PM_{10}}^t(P_i^t)] \quad (7.4)$$

- Función Objetivo de Emisiones de CO₂

$$FO_{E_{CO_2}} = \sum_{t=1}^M \sum_{i=1}^N [u_i^t E_{CO_2}^t(P_i^t)] \quad (7.5)$$

siendo:

E_{NO_x}	Cantidad emitida de NO _x (kg) de la unidad i en la hora t , que es función de la potencia generada por la unidad i en la hora t (P_i^t).
E_{SO_2}	Cantidad emitida de SO ₂ (kg) de la unidad i en la hora t , que es función de la potencia generada por la unidad i en la hora t (P_i^t).
$E_{PM_{10}}$	Cantidad emitida de PM ₁₀ (kg) de la unidad i en la hora t , que es función de la potencia generada por la unidad i en la hora t (P_i^t).
E_{CO_2}	Cantidad emitida de CO ₂ (kg) de la unidad i en la hora t , que es función de la potencia generada por la unidad i en la hora t (P_i^t).

- Función objetivo de consumo de combustible: representa la suma de los consumos de combustible de todas las unidades generadoras en funcionamiento para todas las horas del intervalo de estudio. La expresión de esta función es:

$$FO_{C_{Comb}} = \sum_{t=1}^M \sum_{i=1}^N [u_i^t C_{Comb}^t(P_i^t)] \quad (7.6)$$

siendo:

$CComb_i^t$ Consumo de combustible de generación (kg) de la unidad i en la hora t , que es función de la potencia generada por la unidad i en la hora t (P_i^t).

Hasta aquí se han definido todas las funciones objetivo que se quieren minimizar, pero hay que añadir las restricciones que se deben satisfacer para cada uno de los objetivos.

En cuanto a las restricciones relacionadas con los costes, es necesario diferenciar entre las relacionadas con la Asignación de Unidades y las relacionadas con el Despacho de Cargas, puesto que la metodología de resolución en ambos casos será diferente, aunque estén unificadas en un mismo algoritmo de resolución.

1.- Restricciones para la Función Objetivo de Costes (Función Objetivo 1):

<u>Restricciones del Despacho de Cargas</u>	<u>Restricciones de la Asignación de Unidades</u>	
1. $\sum_{i=1}^N u_i^t P_i^t = L^t$	10. $\sum_{i=1}^N u_i^t P_{i\ max}^t \geq L^t + R_s^t$	
2. $\sum_{i=1}^N u_i^t R_{i\ s}^t \geq R_s^t$	11. $\sum_{i=1}^N u_i^t P_{i\ min}^t \leq L^t - R_b^t$	
3. $\sum_{i=1}^N u_i^t R_{i\ b}^t \geq R_b^t$ si $u_i^{t-1} = 0$ y $u_i^t = 1$	12. $T_{p_i}^{t-1} \geq T_{p_i}^{min} + T_i^{arr} + T_i^{par}$	
4. $\sum_{i=1}^N u_i^t R_{i\ ps}^t \geq R_{pmins}^t$	13. $T_{ac_i}^{t-1} \geq T_{ac_i}^{min}$ si $u_i^{t-1} = 1$ y $u_i^t = 0$	(7.7)
5. $\sum_{i=1}^N u_i^t R_{i\ pb}^t \geq R_{pminb}^t$		
6. $P_i^t \leq P_i^{max} - R_{i\ ps}^t$		
7. $P_i^t \geq P_i^{min} + R_{i\ pb}^t$		
8. $P_i^t - P_i^{t-1} \leq RC_i^{maxs}$ si $P_i^t > P_i^{t-1}$		
9. $P_i^{t-1} - P_i^t \leq RC_i^{maxb}$ si $P_i^t < P_i^{t-1}$		

2.- Restricciones para la Función Objetivo de Emisiones de SO₂ (Función Objetivo 2): las mismas que para la Función Objetivo 1 además de la siguiente, relativa a la concentración de emisiones:

14. $SO_{2i}^t \leq VLE\ SO_{2i}$	(7.8)
-----------------------------------	-------

3.- Restricciones para la Función Objetivo de Emisiones de NO_x (Función Objetivo 3): las mismas que para la Función Objetivo 1 además de la siguiente, relativa a la concentración de emisiones:

15. $NO_{xi}^t \leq VLE\ NO_{xi}$	(7.9)
-----------------------------------	-------

- 4.- Restricciones para la Función Objetivo de Emisiones de Partículas (Función Objetivo 4): las mismas que para la Función Objetivo 1 además de la siguiente, relativa a la concentración de emisiones:

$$16. PM_{10i}^t \leq VLE PM_{10i} \quad (7.10)$$

- 5.- Restricciones para la Función Objetivo de Emisiones de CO₂ (Función Objetivo 5): las mismas que para la Función Objetivo 1, ya que no existe ninguna restricción específica para cada una de las unidades.
- 6.- Restricciones para la Función Objetivo de Consumo de Combustible (Función Objetivo 6): las mismas que para la Función Objetivo 1.

Donde:

- L^t Demanda de potencia (MW) del sistema eléctrico en la hora t .
- R_s^t Reserva rodante de potencia a subir (MW) del sistema eléctrico en la hora t .
- R_b^t Reserva rodante de potencia a bajar (MW) del sistema eléctrico en la hora t .
- R_{pmins}^t Reserva primaria mínima de potencia a subir (MW) del sistema eléctrico en la hora t .
- R_{pminb}^t Reserva primaria mínima de potencia a bajar (MW) del sistema eléctrico en la hora t .
- R_{is}^t Reserva rodante de potencia a subir (MW) de la unidad i en la hora t .
- R_{ib}^t Reserva rodante de potencia a bajar (MW) de la unidad i en la hora t .
- R_{ips}^t Reserva primaria de potencia a subir (MW) de la unidad i en la hora t .
- R_{ipb}^t Reserva primaria de potencia a bajar (MW) de la unidad i en la hora t .
- P_i^{max} Potencia máxima de generación (MW) de la unidad i .
- P_i^{min} Potencia mínima de generación (MW) de la unidad i .
- RC_i^{maxs} Rampa de carga máxima a subir (MW) de la unidad i .
- RC_i^{maxb} Rampa de carga máxima a bajar (MW) de la unidad i .
- T_i^{arr} Tiempo de arranque (h) de la unidad i .
- T_i^{par} Tiempo de parada (h) de la unidad i .
- T_{aci}^{t-1} Tiempo que lleva en funcionamiento (h) la unidad i en la hora $t-1$.
- T_{aci}^{min} Tiempo mínimo que debe estar en funcionamiento (h) la unidad i .
- T_{pi}^{t-1} Tiempo que lleva parada (h) la unidad i en la hora $t-1$.
- T_{pi}^{min} Tiempo mínimo que debe estar parada (h) la unidad i .
- P_i^{t-1} Potencia (MW) que tiene la unidad i en la hora $t-1$.
- P_i^t Potencia (MW) que tiene la unidad i en la hora t .
- $VLE SO_{2i}$ Límite de Emisión Atmosférica de SO₂ (mg/Nm³) de la unidad i . Esta restricción significa que la emisión de SO₂ de cada unidad en cada hora del período de estudio debe ser inferior o igual a un valor límite especificado. Este límite es diferente para cada tipo de unidad.

$VLE NO_{x_i}$ Límite de Emisión Atmosférica de NO_x (mg/Nm^3) de la unidad i . Esta restricción significa que la emisión de NO_x de cada unidad en cada hora del período de estudio debe ser inferior o igual a un valor límite especificado. Este límite es diferente para cada tipo de unidad.

$VLE PM_{10_i}$ Límite de Emisión Atmosférica de Partículas (mg/Nm^3) de la unidad i . Esta restricción significa que la emisión de Partículas de cada unidad en cada hora del período de estudio debe ser inferior o igual a un valor límite especificado. Este límite es diferente para cada tipo de unidad.

- **Función de penalización:** tiene como fin empeorar notablemente el resultado obtenido por la función objetivo cuando se evalúan soluciones no factibles, con el objeto de que en el proceso de selección se vayan eliminando individuos que no cumplan las restricciones establecidas. Se ha utilizado para la función de penalización la fórmula de “frecuencia y duración” que penaliza doblemente las restricciones que no se cumplen (con el número y con la suma de contribuciones de las restricciones no cumplidas):

$$FP_k = \sum_{j=1}^r [A_j NV_j + B_j SV_j] \quad (7.11)$$

siendo:

NV_j Número de violaciones de la restricción j .

SV_j Suma de los valores de las violaciones de la restricción j .

A_j, B_j Parámetros de penalización (definidos por el usuario).

r Número de restricciones consideradas.

k Objetivo que se trate ($k = 1$ para los costes, $k = 2$ para el SO_2 , $k = 3$ para el NO_x , $k = 4$ para las Partículas, $k = 5$ para el CO_2 y $k = 6$ para el consumo de combustible).

De esta manera, la función definitiva que permite resolver el problema será la siguiente:

- **Función aptitud:** es la que resulta de añadirle a la función objetivo las restricciones que consideremos oportunas por medio de la función de penalización. Existirá una función aptitud para cada objetivo.

$$(\text{Función Aptitud})_k = (\text{Función Objetivo})_k + (\text{Función de Penalización})_k \quad (7.12)$$

7.2. Datos de partida

Los datos de partida del sistema a resolver, Sistema Eléctrico de Gran Canaria, se muestran en las Tablas 7.1 – 7.6, resumiendo todo lo expuesto en el Capítulo 4.

En cuanto a la demanda a satisfacer, como ya se ha comentado previamente, se está tratando el problema de la optimización económica y medioambiental a corto plazo de un sistema eléctrico de potencia, por lo que se necesitan las demandas de un día completo, es decir, de un período de 24 horas. Puesto que la referencia considerada es el año 2013, se utilizará un día concreto, cuyo despacho real sea conocido, para llevar a cabo la optimización.

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

Tabla 7.1. SEP de Gran Canaria: datos operativos.

Unidad	Modo de funcionamiento	Pot. Máx. (MW)	Pot. Min. (MW)	Rampa de carga (MW/min)	Estatismo (%)	Tiempo min. func. (h)	Tiempo min. parado (h)	Estado inicial (h)
JV04	-	55,56	22,10	0,50	4,00%	3	15	24
JV05	-	55,56	22,10	0,50	4,00%	3	15	24
JD04	-	20,51	14,09	0,50	4,00%	1	7	24
JD05	-	20,51	14,09	0,50	4,00%	1	7	24
JG01	-	17,64	13,60	1,50	2,00%	1	4	-24
JG02	-	32,34	12,00	2,50	2,00%	1	4	-13
JG03	-	32,34	12,00	2,50	2,00%	1	4	-24
TV01	-	74,24	26,10	1,00	7,00%	3	13	24
TV02	-	74,24	26,10	1,00	7,00%	3	13	24
TG01	-	32,34	12,00	2,50	2,00%	1	4	-24
TG02	-	32,34	12,00	2,50	2,00%	1	4	-24
TCC1	TG03	68,70	9,70	2,00	2,00%	5	7	-24
	TG04	68,70	9,70	2,00	2,00%	5	7	-24
	TG3V3	103,00	37,80	3,00	3,00%	5	12	-24
	TG4V3	103,00	37,80	3,00	3,00%	5	12	-24
	TG3G4V3	206,10	75,50	6,00	3,00%	5	15	-24
TCC2	TG05	75,00	9,70	2,00	2,00%	5	7	-24
	TG06	75,00	9,70	2,00	2,00%	5	7	-24
	TG5V4	113,50	37,80	3,00	3,03%	5	12	-24
	TG6V4	113,50	37,80	3,00	3,03%	5	12	-24
	TG5G6V4	227,00	75,50	6,00	3,03%	5	15	24

Tabla 7.2. SEP de Gran Canaria: datos de costes.

Unidad	Modo de funcionamiento	Costes de combustible de funcionamiento (Cfun)			Coste de arranque			Coste de O&M de funcionamiento		Coste de banda de regulación
		a (te/h)	b (te/h.MW)	c (te/h.MW ²)	a' (te)	b' (h)	d (€/arranque)	a'' (€/h)	b'' (% del Cfun)	a''' (€/MW de regulación)
JV04	-	12.991,345	2.677,03	0,19	269.052,81	17,43684	11.114,441	124,529	1,72%	0,148
JV05	-	12.991,345	2.677,03	0,19	269.052,81	17,43684	11.114,441	124,529	1,72%	0,148
JD04	-	7.613,794	1.381,90	15,25	79.576,42	5,53611	203,960	101,980	4,90%	1,018
JD05	-	7.613,794	1.381,90	15,25	79.576,42	5,53611	203,960	101,980	4,90%	1,060
JG01	-	23.287,862	2.737,04	6,37	12.180,00	0,21715	3.873,332	249,236	1,50%	0,140
JG02	-	29.363,266	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3.873,332	249,236	1,50%	0,223
JG03	-	29.363,266	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3.873,332	249,236	1,50%	0,223
TV01	-	21.254,082	2.159,80	0,23	357.255,00	7,21595	12.038,118	146,186	1,72%	0,995
TV02	-	21.254,082	2.159,80	0,23	357.255,00	7,21595	12.038,118	146,186	1,72%	0,902
TG01	-	29.363,266	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3.873,332	249,236	1,50%	0,247
TG02	-	29.363,266	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3.873,332	249,236	1,50%	0,288
TCC1	TG03	60.436,761	1.925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13.183,894	888,704	1,50%	0,873
	TG04	60.436,761	1.925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13.183,894	888,704	1,50%	0,875
	TG3V3	118.213,531	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	33.072,391	2.229,353	2,37%	1,323
	TG4V3	118.213,531	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	33.072,391	2.229,353	2,37%	1,325
	TG3G4V3	239.683,594	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	33.072,391	2.229,353	2,37%	2,648
TCC2	TG05	60.436,761	1.925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13.183,894	888,704	1,50%	0,882
	TG06	60.436,761	1.925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13.183,894	888,704	1,50%	0,888
	TG5V4	118.213,531	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	33.072,391	2.229,353	2,37%	1,351
	TG6V4	118.213,531	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	33.072,391	2.229,353	2,37%	1,357
	TG5G6V4	239.683,594	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	33.072,391	2.229,353	2,37%	2,708

Tabla 7.3. SEP de Gran Canaria: datos de emisiones de SO₂ y NO_x.

Unidad	Modo de funcionamiento	Emisiones de SO ₂			Emisiones de NO _x		
		α_1 (kg _{SO2} /h) · (te/Kg) _{Comb}	β_1 (kg _{SO2} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW	γ_1 (kg _{SO2} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW ²	α_2 (kg _{NOx} /h) · (te/Kg) _{Comb}	β_2 (kg _{NOx} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW	γ_2 (kg _{NOx} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW ²
JV04	-	216,132388	28,538128	0,112699	129,513039	1,567025	0,246692
JV05	-	216,132388	28,538128	0,112699	129,513039	1,567025	0,246692
JD04	-	51,638789	10,481942	0,019628	1.072,940293	38,794985	3,393344
JD05	-	51,638789	10,481942	0,019628	1.072,940293	38,794985	3,393344
JG01	-	17,688300	3,502043	0,008150	-39,412361	10,392014	0,448586
JG02	-	28,333976	2,848061	0,001736	-36,720550	6,874092	0,252252
JG03	-	28,333976	2,848061	0,001736	-36,720550	6,874092	0,252252
TV01	-	195,204722	-5,291716	0,111309	270,747518	-0,213758	0,123046
TV02	-	195,204722	-5,291716	0,111309	270,747518	-0,213758	0,123046
TG01	-	34,214985	2,321982	0,001418	-4,501436	0,916636	0,342203
TG02	-	34,214985	2,321982	0,001418	-4,501436	0,916636	0,342203
TCC1	TG03	90,987596	1,090456	0,011981	289,390536	3,986781	0,038374
	TG04	90,987596	1,090456	0,011981	289,390536	3,986781	0,038374
	TG3V3	90,987596	0,726967	0,005322	289,390536	2,657858	0,017058
	TG4V3	90,987596	0,726967	0,005322	289,390536	2,657858	0,017058
	TG3G4V3	181,975191	0,726967	0,002666	578,781073	2,657858	0,008529
TCC2	TG05	90,987596	1,090456	0,011981	289,390536	3,986781	0,038374
	TG06	90,987596	1,090456	0,011981	289,390536	3,986781	0,038374
	TG5V4	90,987596	0,726967	0,005322	289,390536	2,657858	0,017058
	TG6V4	90,987596	0,726967	0,005322	289,390536	2,657858	0,017058
	TG5G6V4	181,975191	0,726967	0,002666	578,781073	2,657858	0,008529

Tabla 7.4. SEP de Gran Canaria: datos de emisiones de Partículas y CO₂.

Unidad	Modo de funcionamiento	Emisiones de Partículas			Emisiones de CO ₂		
		α_3 (kg _{Particulas} /h) · (te/Kg) _{Comb}	β_2 (kg _{Particulas} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW	γ_3 (kg _{Particulas} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW ²	α_4 (kg _{CO2} /h) · (te/Kg) _{Comb}	β_4 (kg _{CO2} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW	γ_4 (kg _{CO2} /h) · (te/Kg) _{Comb} /MW ²
JV04	-	3,717387	0,121792	0,000897	41.009,889188	8.450,603356	0,599775
JV05	-	3,717387	0,121792	0,000897	41.009,889188	8.450,603356	0,599775
JD04	-	7,119726	-1,002059	0,139441	24.034,528237	4.362,255476	48,139804
JD05	-	7,119726	-1,002059	0,139441	24.034,528237	4.362,255476	48,139804
JG01	-	7,736645	0,228146	0,000531	73.051,924273	8.585,847801	19,982114
JG02	-	5,168645	0,185542	0,000112	92.109,919081	6.982,510427	4,266195
JG03	-	5,168645	0,185542	0,000112	92.109,919081	6.982,510427	4,266195
TV01	-	4,768957	-0,022056	0,000836	67.046,649917	6.813,154972	0,725538
TV02	-	4,768957	-0,022056	0,000836	67.046,649917	6.813,154972	0,725538
TG01	-	6,796720	0,185394	0,000112	91.995,336269	6.973,824331	4,260892
TG02	-	6,796720	0,185394	0,000112	91.995,336269	6.973,824331	4,260892
TCC1	TG03	1,011971	-0,009111	0,000633	189.477,721991	6.036,837956	1,661627
	TG04	1,011971	-0,009111	0,000633	189.477,721991	6.036,837956	1,661627
	TG3V3	1,011971	-0,006077	0,000286	189.477,721991	4.024,558641	0,738499
	TG4V3	1,011971	-0,006077	0,000286	189.477,721991	4.024,558641	0,738499
	TG3G4V3	2,023941	-0,006077	0,000143	378.955,443982	4.024,558641	0,369249
TCC2	TG05	1,011971	-0,009111	0,000633	189.477,721991	6.036,837956	1,661627
	TG06	1,011971	-0,009111	0,000633	189.477,721991	6.036,837956	1,661627
	TG5V4	1,011971	-0,006077	0,000286	189.477,721991	4.024,558641	0,738499
	TG6V4	1,011971	-0,006077	0,000286	189.477,721991	4.024,558641	0,738499
	TG5G6V4	2,023941	-0,006077	0,000143	378.955,443982	4.024,558641	0,369249

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

Tabla 7.5. SEP de Gran Canaria: datos de combustibles.

Unidad	Modo de funcionamiento	Combustible de funcionamiento			Combustible de arranque		
		Tipo	PCI (te/t)	Precio (€/t)	Tipo	PCI (te/t)	Precio (€/t)
JV04	-	FO 0,73%	9.000	633,91	GO 0,1%	10.150	782,560
JV05	-	FO 0,73%	9.000	633,91	GO 0,1%	10.150	782,560
JD04	-	FO 0,73%	9.000	633,91	GO 0,1%	10.150	782,560
JD05	-	FO 0,73%	9.000	633,91	GO 0,1%	10.150	782,560
JG01	-	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
JG02	-	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
JG03	-	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
TV01	-	FO 1%	9.000	572,73	GO 0,1%	10.150	782,560
TV02	-	FO 1%	9.000	572,73	GO 0,1%	10.150	782,560
TG01	-	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
TG02	-	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
TCC1	TG03	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
	TG04	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
	TG3V3	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
	TG4V3	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
	TG3G4V3	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
TCC2	TG05	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
	TG06	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
	TG5V4	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
	TG6V4	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560
	TG5G6V4	GO 0,1%	10.150	782,56	GO 0,1%	10.150	782,560

Tabla 7.6. SEP de Gran Canaria: valores ímite de emisiones.

Unidad	Modo de funcionamiento	VLE SO ₂		VLE NO _x		VLE Partículas	
		(mg/Nm ³)	(MW) ⁽¹⁾	(mg/Nm ³)	(MW) ⁽¹⁾	(mg/Nm ³)	(MW) ⁽¹⁾
JV04	-	1.245	52,75	450	-	50	-
JV05	-	1.245	52,75	450	-	50	-
JD04	-	450	-	2.300	-	40	-
JD05	-	450	-	2.300	-	40	-
JG01	-	60	-	120	-	20	-
JG02	-	60	-	120	-	20	-
JG03	-	60	-	120	-	20	-
TV01	-	400	-	450	-	50	-
TV02	-	400	-	450	-	50	-
TG01	-	60	-	120	-	20	-
TG02	-	60	-	120	-	20	-
TCC1	TG03	60	-	120	-	20	-
	TG04	60	-	120	-	20	-
	TG3V3	60	-	120	-	20	-
	TG4V3	60	-	120	-	20	-
	TG3G4V3	60	-	120	-	20	-
TCC2	TG05	60	-	120	-	20	-
	TG06	60	-	120	-	20	-
	TG5V4	60	-	120	-	20	-
	TG6V4	60	-	120	-	20	-
	TG5G6V4	60	-	120	-	20	-

(1) Valor medio diario

Gracias a la información facilitada por Unión Eléctrica de Canarias Generación se ha hecho el estudio de todas las demandas horarias del año 2013 del sistema eléctrico aislado de Gran Canaria, eligiendo el día cuya demanda diaria es la más cercana a la media de las demandas horarias de todo el año, entendiendo que el día así elegido es el más representativo.

Se han planteado otras opciones, como es utilizar los valores de demandas horarias o de puntas diarias, eligiendo, así mismo, el día cuya demanda horaria media o punta diaria se acerca más al valor medio en cada caso. En la Figura 7.1 se muestran las tres opciones en una misma gráfica.

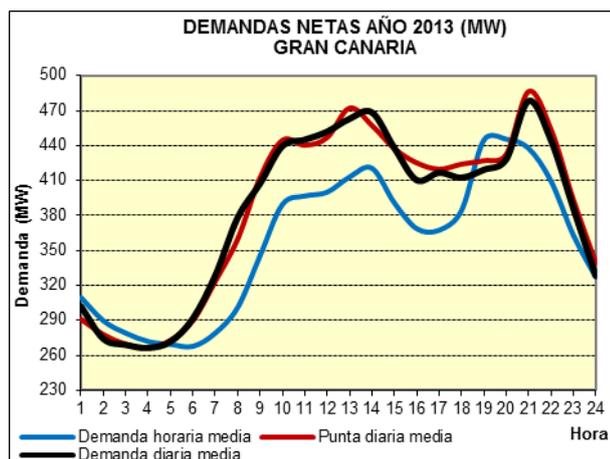


Figura 7.1. Demandas netas del año 2013 en Gran Canaria

Se puede ver que el día de punta diaria media y el de demanda diaria media son muy similares, correspondiendo ambos a días del mismo mes (martes 25/06/2013 para el día de punta diaria media y miércoles 19/06/2013 para el día de demanda diaria media), quedando muy diferenciado el día de demanda horaria media (viernes 1/11/2013). El hecho de decantarnos por el día de demanda diaria media se debe a que el valor de la energía total de ese día está más centrado con respecto a los correspondientes a los días extremos de demanda diaria mínima y demanda diaria máxima, como se puede observar en las gráficas de la Figura 7.2.

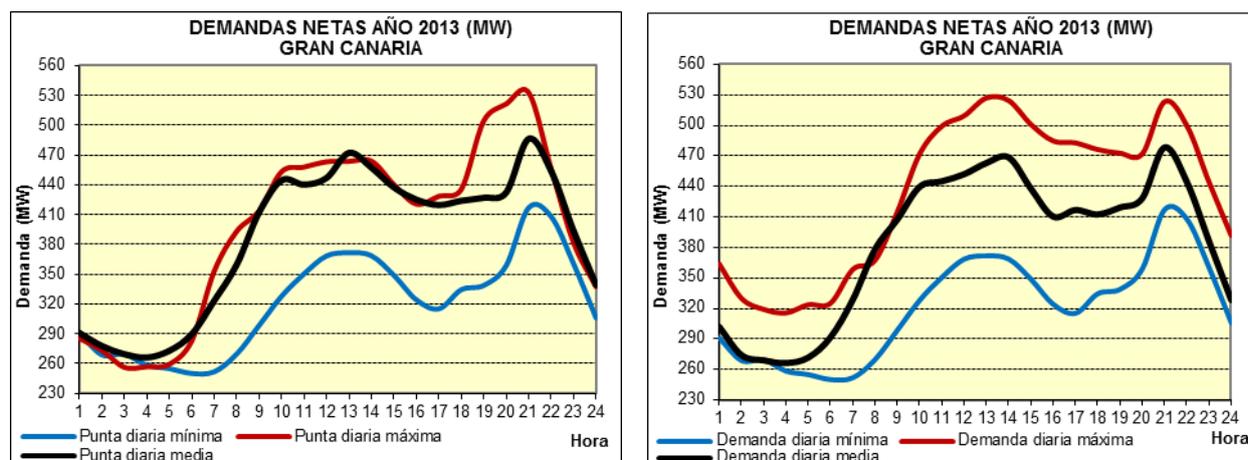


Figura 7.2. Demandas netas del año 2013 en Gran Canaria para los días extremos de demanda diaria mínima y máxima.

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

Tabla 7.7. SEP de Gran Canaria: datos de demanda de los días de punta diaria y demanda diaria mínimas, medias y máximas.

hora	Día de punta diaria mínima (Domingo 26/05/2013)	Día de punta diaria media (Martes 25/06/2013)	Día de punta diaria máxima (Lunes 28/01/2013)	hora	Día de demanda diaria mínima (Domingo 26/05/2013)	Día de demanda diaria media (Miércoles 19/06/2013)	Día de demanda diaria máxima (Jueves 22/08/2013)
1	291,14	290,95	285,48	1	291,14	301,99	363,84
2	268,92	277,83	273,32	2	268,92	274,13	330,01
3	269,62	269,54	256,38	3	269,62	269,01	319,18
4	258,49	266,23	256,90	4	258,49	266,38	315,72
5	255,05	273,02	259,48	5	255,05	271,77	323,69
6	250,20	289,79	283,06	6	250,20	291,68	325,15
7	251,87	323,58	353,29	7	251,87	328,55	358,41
8	269,77	359,79	393,32	8	269,77	378,26	367,42
9	298,52	412,47	413,94	9	298,52	407,49	414,96
10	327,99	444,63	453,34	10	327,99	439,59	471,74
11	350,54	440,35	457,98	11	350,54	445,07	499,20
12	368,52	446,93	463,31	12	368,52	451,99	509,45
13	371,67	472,31	463,72	13	371,67	462,98	526,94
14	368,70	457,34	464,00	14	368,70	468,52	524,48
15	348,90	437,47	440,24	15	348,90	437,92	501,02
16	324,27	425,23	420,70	16	324,27	410,37	484,79
17	315,26	419,78	428,58	17	315,26	416,78	482,80
18	334,48	424,11	435,54	18	334,48	412,50	476,30
19	338,85	427,08	504,49	19	338,85	419,26	472,68
20	358,78	432,39	521,54	20	358,78	428,22	471,90
21	417,08	486,46	532,94	21	417,08	478,29	523,29
22	408,13	453,96	456,17	22	408,13	444,61	499,95
23	360,44	393,49	381,70	23	360,44	386,20	444,28
24	305,99	339,38	337,29	24	305,99	328,33	391,65
Total	7.713	9.264	9.537	Total	7.713	9.220	10.399
Desv.	16,74%	0,00%	-2,94%	Desv.	16,34%	0,00%	-12,79%

Numéricamente, se puede observar en la Tabla 7.7 que la energía diaria del día elegido con el criterio de demanda diaria está más equidistante de los días de demanda diaria mínima y demanda diaria máxima (+16,34% y -12,79%, respectivamente) que en el caso del criterio de punta diaria (+16,74% con respecto al día de punta diaria mínima y -2,94% con respecto al día de punta diaria máxima).

Se elige, por tanto, como día de estudio más representativo el miércoles 19/06/2013, donde se utilizarán los valores horarios de demanda y de energía renovable realmente existentes, agrupando, indistintamente, los diferentes tipos habidos de éstas (eólica, fotovoltaica, etc.). En la Tabla 7.8 se muestran los valores horarios reales.

Se puede observar, que el caso considerado está formado por 17 Grupos Generadores y un intervalo de estudio de 24 horas, por lo que cada uno de los individuos estará formado por $17 \times 24 = 408$ genes y, al trabajar con codificación binaria, se tiene $(2^{17}-1)^{24} = 6,61 \times 10^{122}$ estados posibles (cantidad extremadamente grande). Si se considera, además, las cargas posibles de cada uno de los grupos generadores en cada hora, es decir, considerando codificación real, se tendrán en realidad infinitos estados posibles.

Tabla 7.8. SEP de Gran Canaria: valores horarios reales de la demanda y de energía renovable.

hora	Demanda (MW)	Renovable (MW)	Demanda a cubrir por la generación térmica (MW)
1	301,985	59,860	242,125
2	274,127	60,970	213,157
3	269,008	58,750	210,258
4	266,379	59,010	207,369
5	271,768	61,500	210,268
6	291,677	59,060	232,617
7	328,546	63,060	265,486
8	378,255	63,228	315,028
9	407,485	76,280	331,205
10	439,586	79,072	360,514
11	445,067	84,598	360,469
12	451,988	90,840	361,148
13	462,976	93,793	369,183
14	468,524	95,320	373,204
15	437,919	92,482	345,437
16	410,370	91,250	319,120
17	416,778	86,919	329,859
18	412,503	81,730	330,773
19	419,263	73,806	345,457
20	428,220	66,003	362,217
21	478,293	60,952	417,341
22	444,614	61,860	382,754
23	386,198	61,270	324,928
24	328,328	58,950	269,378
Total	9.219,857	1.740,562	7.479,295

Sin embargo, hay una complicación adicional a esto y es que los ciclos combinados, los cuales tienen una configuración de dos turbinas de gas y una turbina de vapor, es decir tres grupos generadores, pueden funcionar en varios modos que excluyen algunas de las otras configuraciones posibles. Por ello, se han puesto en las tablas anteriores los diferentes modos de funcionamiento posibles (5 modos de funcionamiento para cada ciclo combinado). Pero en la programación hay que considerar, además, la imposibilidad de coexistir algunos de estos modos de funcionamiento. Así, si se considera, por ejemplo, el Ciclo Combinado 1, se tendrá:

1. Si el modo de funcionamiento es TG03 no se pueden tener los modos de funcionamiento TG3V3 ni TG3G4V3, pero sí los modos de funcionamiento TG04 o TG4V3.
2. Si el modo de funcionamiento es TG04 no se pueden tener los modos de funcionamiento TG4V3 ni TG3G4V3, pero sí los modos de funcionamiento TG03 o TG3V3.
3. Si el modo de funcionamiento es TG3V3 no se pueden tener los modos de funcionamiento TG03, TG4V3 o TG3G4V3, pero sí el modo de funcionamiento TG04.
4. Si el modo de funcionamiento es TG4V3 no se pueden tener los modos de funcionamiento TG04, TG3V3 o TG3G4V3, pero sí el modo de funcionamiento TG03.
5. Si el modo de funcionamiento es TG3G4V3 no se puede tener ninguno de los otros modos de funcionamiento.

Estas consideraciones no son más que restricciones lógicas a añadir a nuestro problema, además de las restricciones operacionales ya especificadas en la Sección 7.1. Estas restricciones, no obstante, sólo afectan a la parte de resolución de la asignación de unidades (UC binario).

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

Con respecto a la parte de Despacho Económico y Medioambiental (EED) a continuación se muestra el desarrollo definitivo de todas las funciones objetivos con los datos de partida especificados.

- Función Objetivo de Costes

$$FO_{Costes} = \sum_{t=1}^H \sum_{i=1}^N u_i^t \left[(a_i + b_i P_i^t + c_i P_i^{t2}) \left(1 + \frac{b_i''}{100} \right) \frac{Prf_i}{PCIf_i} + a_i'' + a_i''' S_i^t \right. \\ \left. + (1 - u_i^{t-1}) \left(a_i' \left(1 - e^{-\frac{b_i'}{t}} \right) \frac{Pra_i}{PCIA_i} + d_i \right) \right] \quad (7.13)$$

siendo:

- Prf_i el precio del combustible de funcionamiento de la unidad generadora i , en €/t.
- Pra_i el precio del combustible de arranque de la unidad generadora i , en €/t.
- $PCIf_i$ el Poder Calorífico Inferior del combustible de funcionamiento de la unidad generadora i , en te/t.
- $PCIA_i$ el Poder Calorífico Inferior del combustible de arranque de la unidad generadora i , en te/t.

- Función Objetivo de Emisiones de SO₂

$$FO_{ESO_2} = \sum_{t=1}^H \sum_{i=1}^N u_i^t (\alpha_{1i} + \beta_{1i} P_i^t + \gamma_{1i} P_i^{t2}) \frac{1}{PCIf_i} \quad (7.14)$$

- Función Objetivo de Emisiones de NO_x

$$FO_{ENO_x} = \sum_{t=1}^H \sum_{i=1}^N u_i^t (\alpha_{2i} + \beta_{2i} P_i^t + \gamma_{2i} P_i^{t2}) \frac{1}{PCIf_i} \quad (7.15)$$

- Función Objetivo de Emisiones de Partículas

$$FO_{EPM_{10}} = \sum_{t=1}^H \sum_{i=1}^N u_i^t (\alpha_{3i} + \beta_{3i} P_i^t + \gamma_{3i} P_i^{t2}) \frac{1}{PCIf_i} \quad (7.16)$$

- Función Objetivo de Emisiones de CO₂

$$FO_{ECO_2} = \sum_{t=1}^H \sum_{i=1}^N u_i^t (\alpha_{4i} + \beta_{4i} P_i^t + \gamma_{4i} P_i^{t2}) \frac{1}{PCIf_i} \quad (7.17)$$

- Función Objetivo de Consumo de Combustible

$$FO_{CComb} = \sum_{t=1}^H \sum_{i=1}^N u_i^t (a_i + b_i P_i^t + c_i P_i^{t2}) \frac{1}{PCIf_i} \quad (7.18)$$

Y los diferentes casos de estudio planteados al inicio de la Sección 7.1 quedarían de la siguiente manera:

1. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de SO₂

- Función Multi-Objetivo de Costes y emisiones de SO₂

$$FO_{Costes+ESO_2} = w_1 FO_{Costes} + (1 - w_1) k_1 FO_{ESO_2} \quad (7.19)$$

2. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de NO_x

- Función Multi-Objetivo de Costes y emisiones de NO_x

$$FO_{Costes+ENO_x} = w_2 FO_{Costes} + (1 - w_2) k_2 FO_{ENO_x} \quad (7.20)$$

3. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de Partículas

- Función Multi-Objetivo de Costes y emisiones de Partículas

$$FO_{Costes+EP_{M10}} = w_3 FO_{Costes} + (1 - w_3) k_3 FO_{EP_{M10}} \quad (7.21)$$

4. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de SO₂ y NO_x

- Función Multi-Objetivo de Costes y emisiones de SO₂ y NO_x

$$FO_{Costes+ESO_2+ENO_x} = w_4 FO_{Costes} + (1 - w_4)(k_1 FO_{ESO_2} + k_2 FO_{ENO_x}) \quad (7.22)$$

5. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de SO₂ y Partículas

- Función Multi-Objetivo de Costes y emisiones de SO₂ y Partículas

$$FO_{Costes+ESO_2+EP_{M10}} = w_5 FO_{Costes} + (1 - w_5)(k_1 FO_{ESO_2} + k_3 FO_{EP_{M10}}) \quad (7.23)$$

6. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de NO_x y Partículas

- Función Multi-Objetivo de Costes y emisiones de NO_x y Partículas

$$FO_{Costes+ENO_x+EP_{M10}} = w_6 FO_{Costes} + (1 - w_6)(k_2 FO_{ENO_x} + k_3 FO_{EP_{M10}}) \quad (7.24)$$

7. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de SO₂, NO_x y Partículas

- Función Multi-Objetivo de Costes y emisiones de SO₂, NO_x y Partículas

$$\begin{aligned} FO_{Costes+ESO_2+ENO_x+EP_{M10}} \\ = w_7 FO_{Costes} + (1 - w_7)(k_1 FO_{ESO_2} + k_2 FO_{ENO_x} + k_3 FO_{EP_{M10}}) \end{aligned} \quad (7.25)$$

8. Minimización del coste de combustible y de las emisiones de CO₂

- Función Multi-Objetivo de Costes y emisiones de CO₂

$$FO_{Costes+ECO_2} = w_8 FO_{Costes} + (1 - w_8) k_4 FO_{ECO_2} \quad (7.26)$$

9. Minimización del coste de combustible y del consumo de combustible

- Función Multi-Objetivo de Costes y Consumo de Combustible

$$FO_{Costes+CComb} = w_9 FO_{Costes} + (1 - w_9) k_5 FO_{CComb} \quad (7.27)$$

donde:

$w_1, w_2, w_3, w_4, w_5, w_6, w_7, w_8$ y w_9 son factores de peso (ver Sección 6.1) correspondientes a cada uno de los casos multiobjetivo en estudio. Es el factor que se utiliza en el método "Weighted Sum" de optimización multiobjetivo. Su valor es un número real entre 0 y 1. El valor 1 indica que sólo se optimiza en objetivo de costes y el valor 0 que sólo se optimiza el otro objetivo (el de emisiones, por ejemplo). Los valores intermedios dan idea de la importancia o "peso" que se le quiere dar a cada uno de los dos objetivos; así, si $w = 0,8$ significa que se le da un 80% de importancia a los costes y un 20% a las emisiones.

k_1, k_2, k_3, k_4, k_5 son factores de conversión de unidades (ver Sección 6.1) correspondientes al SO₂, NO_x, Partículas, CO₂ y Consumo de Combustible, respectivamente. Su función es que sus unidades sean del mismo orden que la de los costes para que tengan el mismo peso dentro de la optimización.

7.3. Simulación y resultados

Tal como se dijo en la Sección 7.1, con las funciones objetivo descritas en la sección anterior (Costes de combustible, emisiones de SO₂ emisiones de NO_x, emisiones de Partículas, emisiones de CO₂ y Consumo de Combustible) se pueden llegar a tener 9 problemas multi-objetivo diferentes. Estos son:

a.- Optimización de 2 Objetivos:

- 1) Costes de combustible y emisiones de SO₂
- 2) Costes de combustible y emisiones de NO_x
- 3) Costes de combustible y emisiones de Partículas
- 4) Costes de combustible y emisiones de CO₂
- 5) Costes de combustibles y Consumo de Combustible

b.- Optimización de 3 Objetivos:

- 6) Costes de combustible, emisiones de SO₂ y emisiones de NO_x
- 7) Costes de combustible, emisiones de SO₂ y emisiones de Partículas
- 8) Costes de combustible, emisiones de NO_x y emisiones de Partículas

c.- Optimización de 4 Objetivos:

- 9) Costes de combustible, emisiones de SO₂, emisiones de NO_x y emisiones de Partículas

Se resuelven los 9 problemas, mostrando las soluciones obtenidas en las gráficas que se muestran en las páginas siguientes.

Puesto que sólo es posible representar dos variables en cada gráfica, se representan todas las posibles combinaciones por pares de funciones objetivo.

En las Figuras 7.3-7.10 se representan los frentes de Pareto óptimos, uno por cada gráfica, de los costes con respecto de cualquiera de los otros objetivos con los que se ha realizado la optimización. Así, cuando se optimizan 2 Objetivos (los Costes y otro) se tendrá una única gráfica por cada optimización realizada; cuando se optimizan 3 Objetivos (los Costes y otros dos) se tendrá dos gráficas por cada optimización realizada, y cuando se optimizan 4 Objetivos (los Costes y otros tres) se tendrá tres gráficas por cada optimización realizada. En el conjunto se obtienen 14 gráficas (5 de casos de 2 objetivos, 6 de los tres casos de 3 objetivos y 3 del único caso de 4 objetivos).

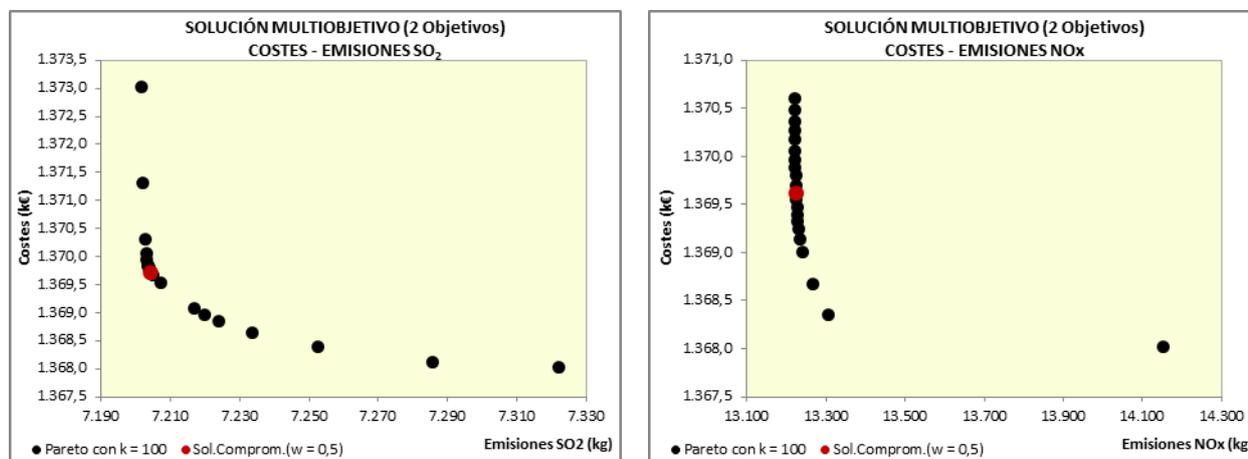


Figura 7.3. Frentes de Pareto Óptimos (2 objetivos): Costes-SO₂ y Costes-NO_x

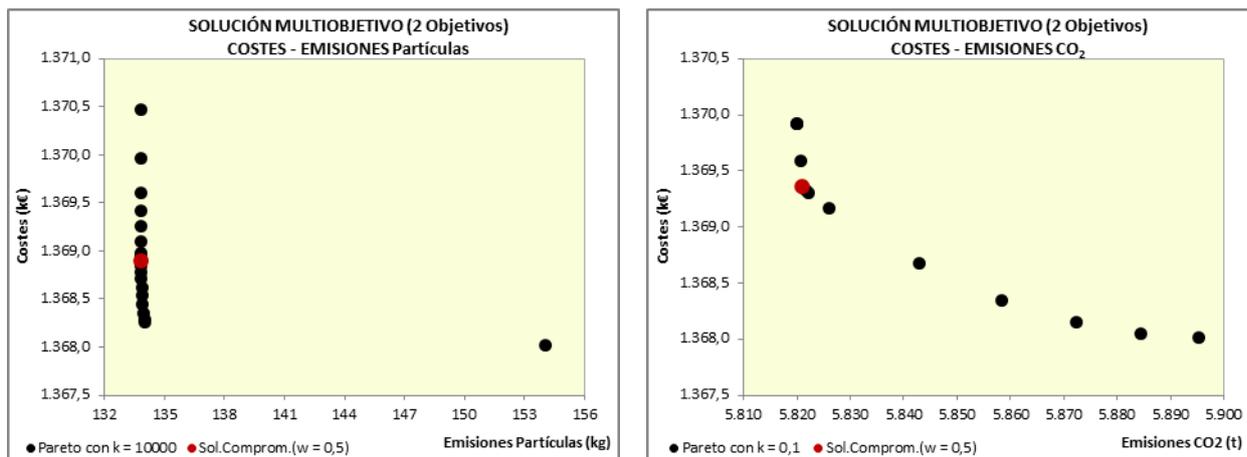


Figura 7.4. Frentes de Pareto Óptimos (2 objetivos): Costes-PM₁₀ y Costes-CO₂

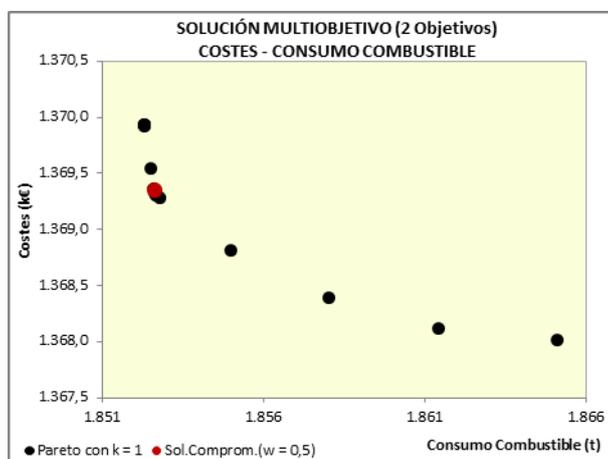


Figura 7.5. Frente de Pareto Óptimo (2 objetivos): Costes-Consumo de combustible

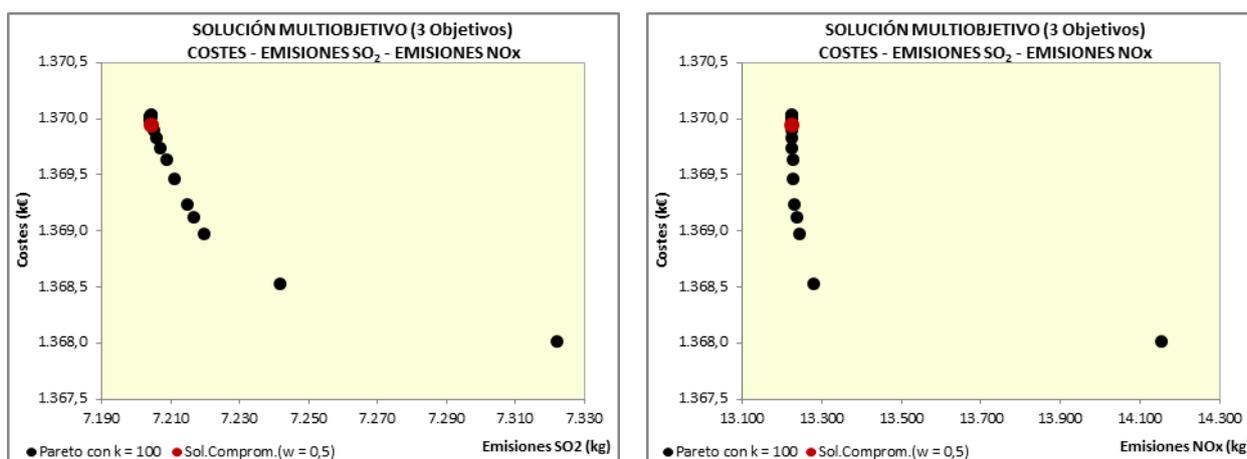


Figura 7.6. Frentes de Pareto Óptimos (3 objetivos): Costes-SO₂ y Costes-NO_x

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

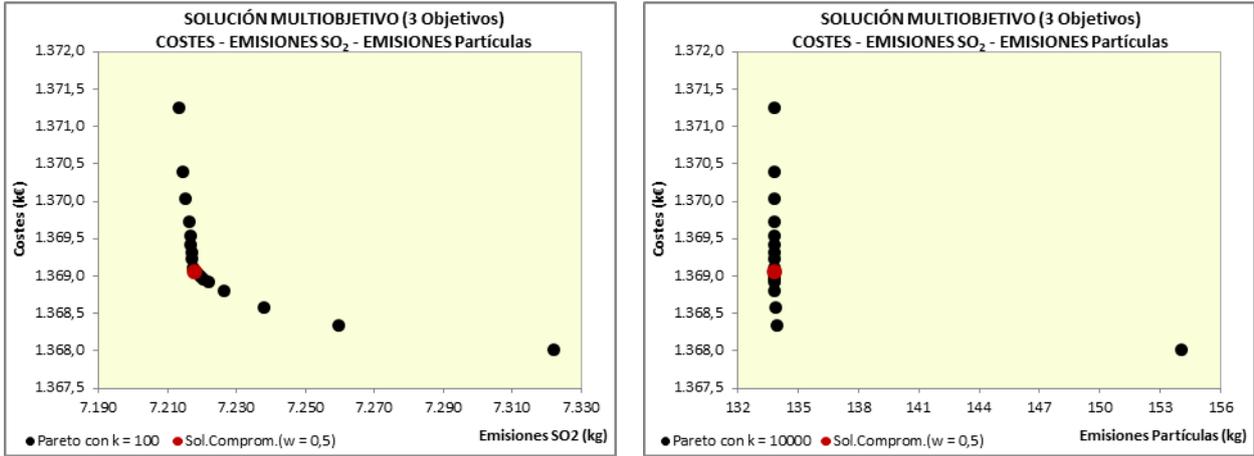


Figura 7.7. Frentes de Pareto Óptimos (3 objetivos): Costes-SO₂ y Costes-PM₁₀

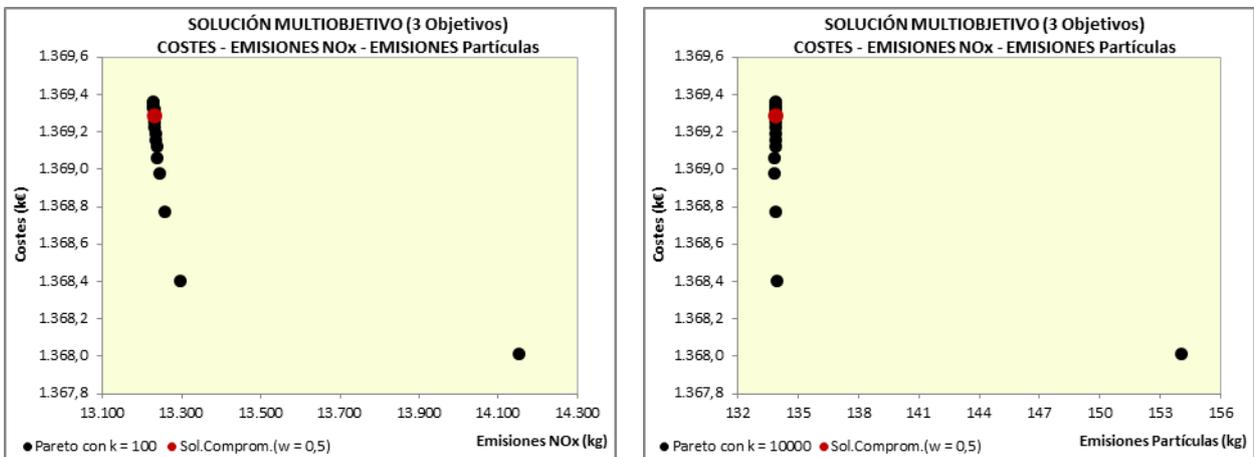


Figura 7.8. Frentes de Pareto Óptimos (3 objetivos): Costes-NO_x y Costes-PM₁₀

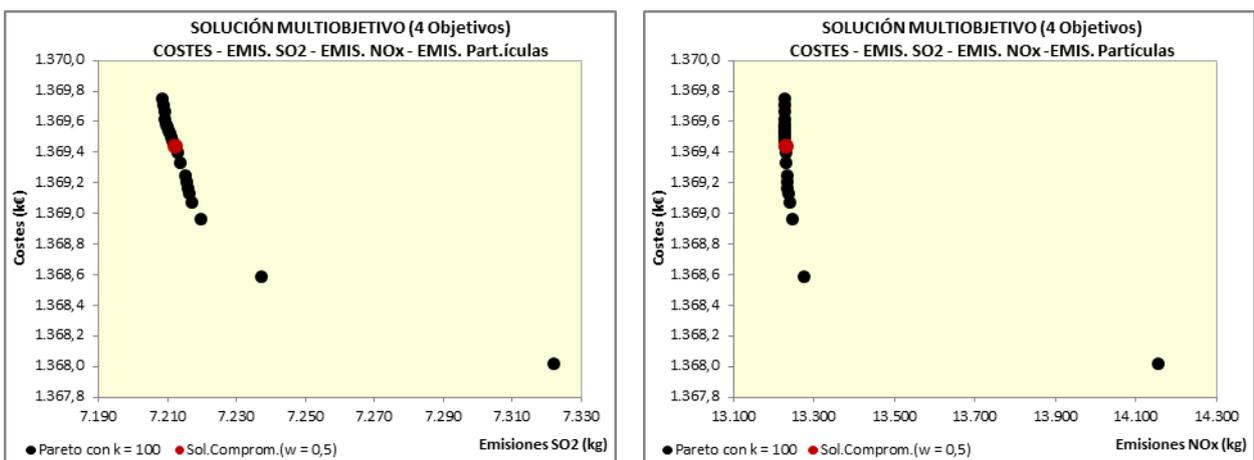


Figura 7.9. Frentes de Pareto Óptimos (4 objetivos): Costes-SO₂ y Costes-NO_x

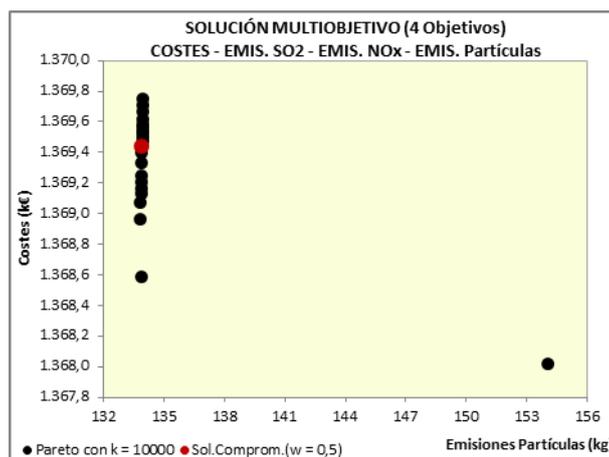


Figura 7.10. Frentes de Pareto Óptimos (4 objetivos): Costes-PM₁₀

Se puede observar que la mayoría de las fronteras de Pareto aglomeran los óptimos encontrados en una franja muy cercana al mínimo valor de las emisiones con las que se realiza la optimización, salvo casos contados. Esto puede deberse a la forma de las curvas de las emisiones, así como las de costes, por lo que depende de cada sistema y de los grupos que intervienen en las soluciones óptimas encontradas. De cualquier forma, esta representación lo que nos indica es que se pueden conseguir reducciones importantes de emisiones sólo dando un poco de peso a las emisiones que compiten con los costes; lo importante es evaluar todas las posibles combinaciones para encontrar entre todas la mejor que combine la reducción de la/s emisión/es con el incremento de los costes asociados.

En la Figura 7.11 se muestran todos estos mismos resultados, pero representando en una misma gráfica todas las relaciones de los costes con cualquiera de los otros objetivos de emisiones; se incluye asimismo una última gráfica con las relaciones de los costes con las emisiones conjuntas de SO₂, NO_x y Partículas. En todos estos casos, además de las Fronteras de Pareto, se muestran también las relaciones de los otros objetivos que no han sido optimizados, para ver su evolución, resultante de la optimización obtenida. Por ejemplo, en el caso de la relación existente entre los costes y el SO₂ en todas las optimizaciones realizadas, se muestran en una misma gráfica las fronteras de Pareto obtenidas de las optimizaciones donde el SO₂ ha intervenido como objetivo a optimizar junto con los costes, pero también se muestran las relaciones entre los costes y el SO₂ existente en aquellas optimizaciones donde el SO₂ no ha intervenido como objetivo a optimizar. Esto puede servir para ver cómo influye la optimización de otros objetivos, como es el caso del consumo de combustible, en los diferentes objetivos de emisiones. Se identifican las fronteras de Pareto del resto de relaciones observando que el objetivo de emisiones que se grafica se encuentra en el nombre del caso de optimización que se muestra en la relación de curvas presentadas en la propia gráfica. Se muestra, por tanto, una gráfica por tipo de emisión, más el conjunto de los tres contaminantes de influencia directa en el entorno cercano (SO₂, NO_x y Partículas), por lo que se tendrán cinco gráficas que muestran las relaciones entre los costes y cada uno de estos tipos de emisiones.

Estas gráficas dan mucha información, pero la cantidad de puntos en cada una de ellas puede obstaculizar la obtención de conclusiones claras. Por ello, en la Figura 7.12 se muestra otro par de gráficas donde se muestran las soluciones óptimas obtenidas para cada objetivo, tanto si ha formado parte de la optimización directamente como si no. Es decir, al igual que lo comentado para las gráficas anteriores, para cada relación de costes y una determinada emisión, se muestran todas las soluciones mínimas encontradas para esa emisión, pudiéndose identificar si ha participado en la optimización o no, identificándolo en la relación de los casos optimizados que se muestra en la propia gráfica. Esto da idea de con qué optimización se consigue el menor valor para la emisión considerada, siendo posible que se diera en uno de los casos en los que la propia emisión no entra a formar parte de la propia optimización.

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

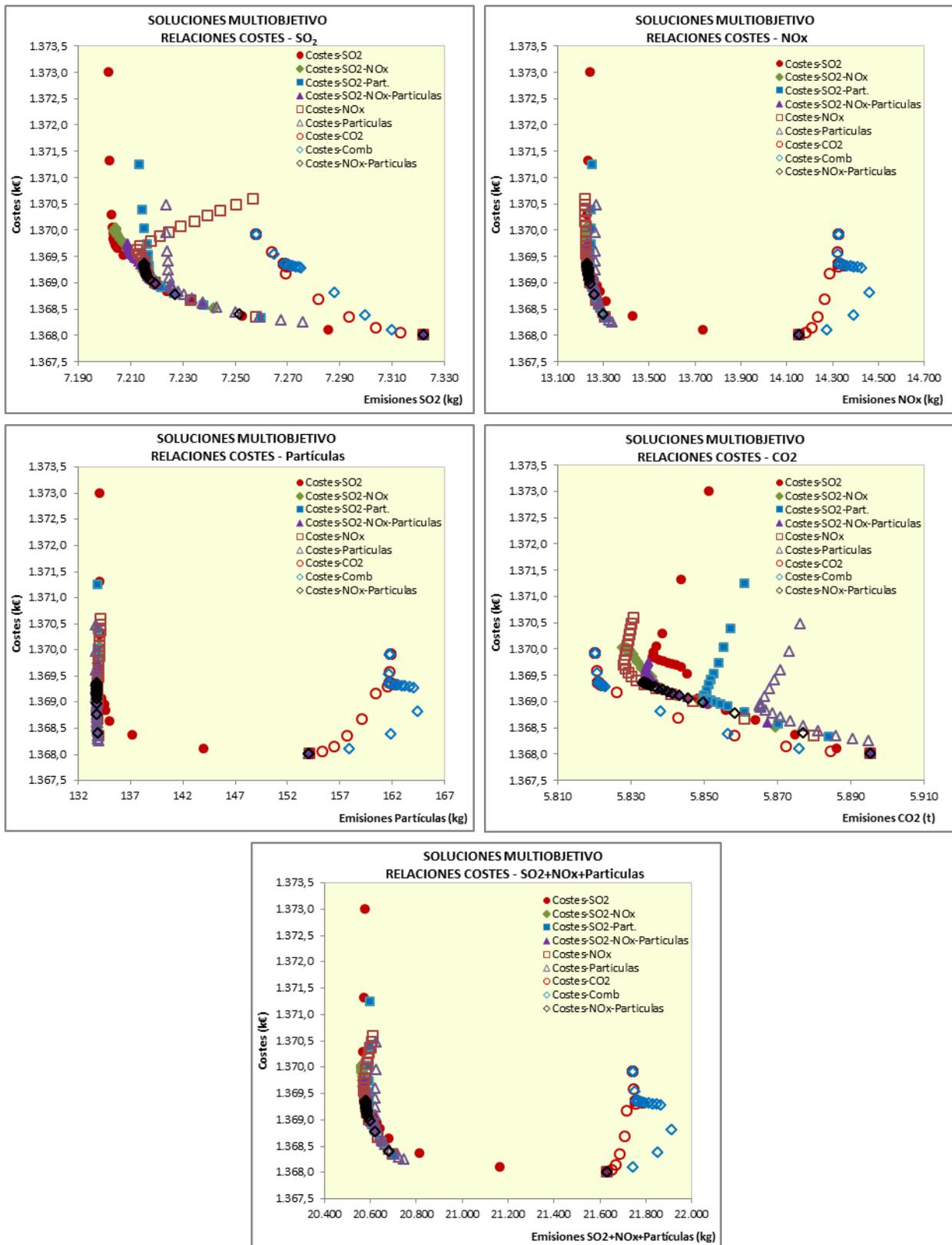


Figura 7.11. Relaciones costes-emisiones por cada tipo de emisión para todas las optimizaciones realizadas

Puesto que la solución de mínimas emisiones da lugar en cada caso a la situación de costes más elevados, se muestra también una gráfica con la misma información explicada en el párrafo anterior, pero con las soluciones de compromiso obtenidas en todas las optimizaciones realizadas. Es conveniente recordar que, las soluciones de compromiso son aquellas que dan igual peso a los objetivos que entran en juego en cada optimización y esto equivale a dar un resultado que minimiza la suma de los objetivos que forman parte de la optimización, por lo que sus resultados hace que se obtenga una situación que, en principio, no perjudica ni beneficia a ninguno de los objetivos. La elección de la mejor solución de compromiso de entre todas las obtenidas parece una solución que, en principio, podría ser buena para los intereses enfrentados de los costes y las emisiones.

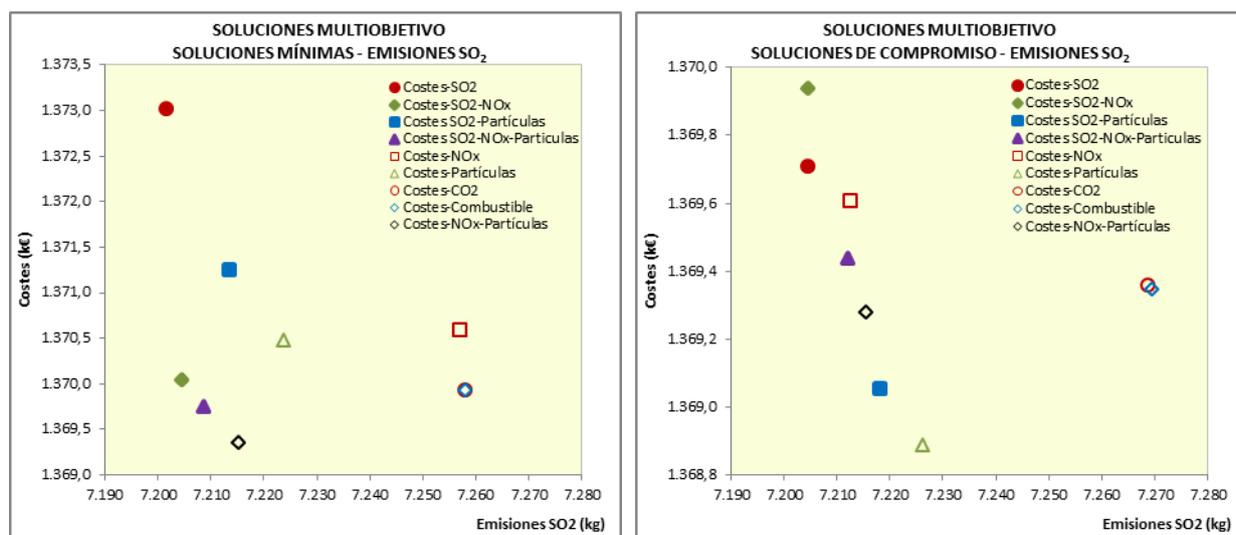


Figura 7.12. Relaciones costes-emisiones de SO₂ en las soluciones mínimas y soluciones de compromiso obtenidas para todas las optimizaciones realizadas

Se puede observar en dichas gráficas que, para el caso del SO₂, el mejor mínimo de emisiones que se consigue es para el caso bi-objetivo de Costes y Emisiones de SO₂, pero a costa de un valor de costes muy elevado con respecto al resto de soluciones con otros multiobjetivos resueltos. Las soluciones con mejores relaciones de costes y emisiones de SO₂ son las correspondientes a los multiobjetivos de Costes+SO₂+NO_x, Costes+SO₂+NO_x+Partículas y Costes+NO_x+Partículas, con valores de emisiones de SO₂ de 7.204, 7.209 y 7.215 kg/día y costes de 1.370, 1.369,8 y 1.369,4 k€/día, respectivamente. Hay que destacar que los resultados de estas optimizaciones en cuanto a emisiones son muy parecidas a la mejor que se obtiene con el biobjetivo Costes+SO₂ (7.202 kg/día). Los peores resultados de emisiones se obtienen para los casos de los multiobjetivos de Costes+Combustibles y Costes+CO₂, con un valor de 7.258 kg/día aunque con unos costes más o menos bajos (1.369,9 k€/día).

Si se usan las soluciones de compromiso, las conclusiones cambian con respecto a las soluciones más equilibradas en cuanto a costes y emisiones de SO₂, ya que, sin duda, la mejor solución de emisiones se vuelve a tener para el caso específico de Costes+SO₂ pero de nuevo con costes más altos que las de otras soluciones. En este caso, las mejores soluciones corresponden a los multiobjetivos Costes+SO₂+Partículas y Costes+Partículas, con unos valores de 7.218 y 7.224 kg/día y unos costes de 1.369,1 y 1.368,9 k€/día, respectivamente. No obstante, en este caso las diferencias entre los costes de unas soluciones y otras son muy pequeñas, ya que el valor de Costes+SO₂ es de 1.369,7 k€/día, siendo, sin embargo, las emisiones de SO₂ de 7.202 kg/día. Los peores resultados de emisiones vuelven a obtenerse con los multiobjetivos de Costes+Combustibles y Costes+CO₂, con un valor de 7.269 kg/día y con unos costes en el rango medio de los demás resultados (1.369,4 k€/día).

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

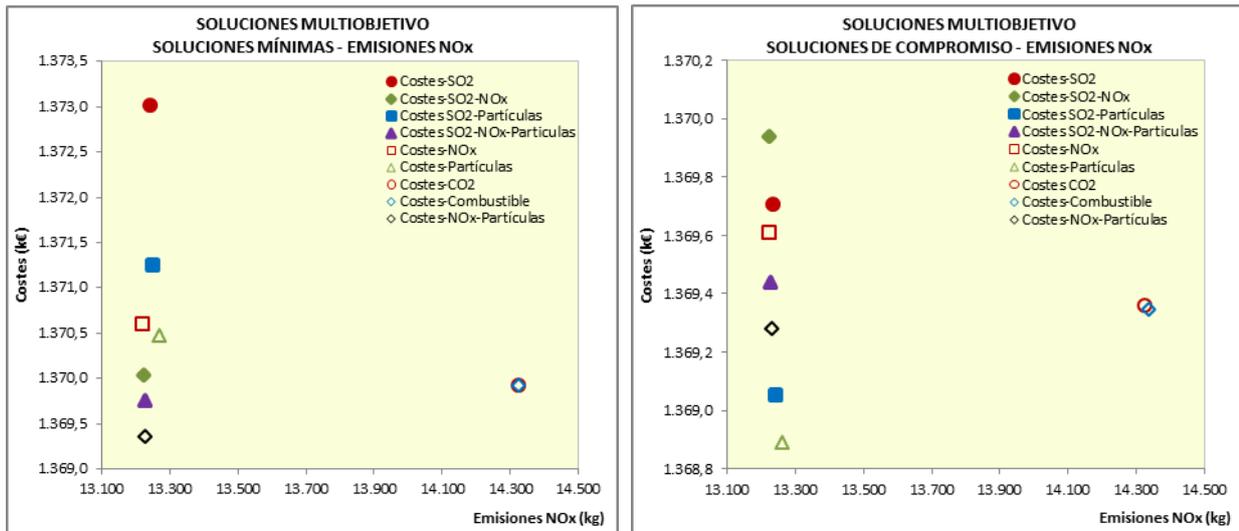


Figura 7.13. Relaciones costes-emisiones de NO_x en las soluciones mínimas y soluciones de compromiso obtenidas para todas las optimizaciones realizadas

Para el caso del NO_x, en la Figura 7.13 se puede ver que casi todas las soluciones están en el intervalo entre los 13.223 y 13.269 kg/día, pero las soluciones con mejores relaciones de costes y emisiones de NO_x son las correspondientes a los multiobjetivos de Costes+SO₂+NO_x, Costes+SO₂+NO_x+Partículas y Costes+NO_x+Partículas, con valores de emisiones de NO_x de 13.226, 13.228 y 13.230 kg/día y costes de 1.370, 1.369,8 y 1.369,4 k€/día, respectivamente. Hay que destacar que los resultados de estas optimizaciones en cuanto a emisiones son muy parecidas a la mejor que se obtiene con el biobjetivo Costes+NO_x (13.223 kg/día). Los peores resultados de emisiones se obtienen para los casos de los multiobjetivos de Costes+Combustibles y Costes+CO₂, con un valor de 14.327 kg/día aunque con unos costes más o menos bajos (1.369,9 k€/día).

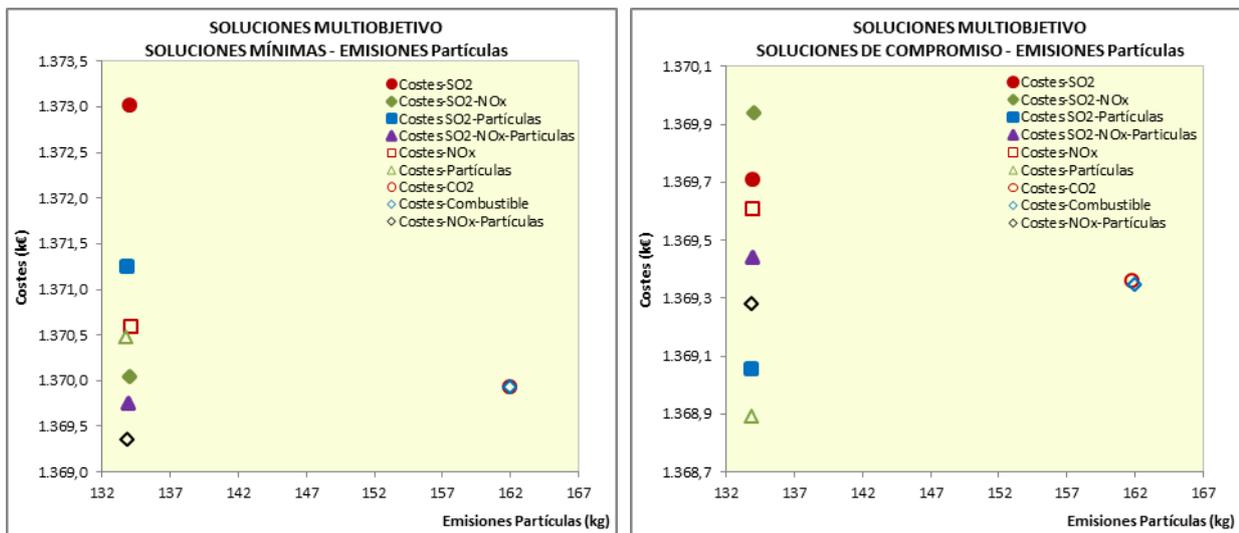


Figura 7.14. Relaciones costes-emisiones de PM₁₀ en las soluciones mínimas y soluciones de compromiso obtenidas para todas las optimizaciones realizadas

Si se utilizan las soluciones de compromiso las conclusiones cambian con respecto a las soluciones más equilibradas en cuanto a costes y emisiones de NO_x, ya que, sin duda, la mejor solución de emisiones se vuelve a tener para el caso específico de Costes+NO_x, pero de nuevo con costes más altos que las de otras soluciones. En este caso las mejores soluciones corresponden a los multiobjetivos Costes+SO₂+Partículas y

Costes+Partículas, con unos valores de 13.244 y 13.263 kg/día y unos costes de 1.369,1 y 1.368,9 k€/día, respectivamente. No obstante, en este caso las diferencias entre los costes de unas soluciones y otras son muy pequeñas, ya que el valor de Costes+NO_x es de 1.369,7 k€/día, siendo, sin embargo, las emisiones de NO_x de 13.226 kg/día. Los peores resultados de emisiones vuelven a obtenerse con los multiobjetivos de Costes+Combustibles y Costes+CO₂, con un valor de 14.338 y 14.328 kg/día, respectivamente, y con unos costes en el rango medio de los demás resultados (1.369,4 k€/día).

Para el caso de las Partículas, los resultados son prácticamente idénticos a los casos anteriores (ver Figura 7.14). Casi todas las soluciones están en el intervalo entre los 133,8 y 134,2 kg/día pero las soluciones con mejores relaciones de costes y emisiones de Partículas son las correspondientes a los multiobjetivos de Costes+SO₂+NO_x, Costes+SO₂+NO_x+Partículas y Costes+NO_x+Partículas, con valores de emisiones de Partículas de 134,1, 134 y 133,9 kg/día y costes de 1.370, 1.369,8 y 1.369,4 k€/día, respectivamente. Hay que destacar que los resultados de estas optimizaciones en cuanto a emisiones son muy parecidas a la mejor que se obtiene con el biobjetivo Costes+Partículas (133,8 kg/día). Los peores resultados de emisiones se obtienen para los casos de los multiobjetivos de Costes+Combustibles y Costes+CO₂, con un valor de 161,9 kg/día aunque con unos costes más o menos bajos (1.369,9 k€/día).

Si se usan las soluciones de compromiso las conclusiones cambian con respecto a las soluciones más equilibradas en cuanto a costes y emisiones de Partículas. En este caso, coincide con el caso específico de Costes+Partículas, coincidiendo con los mejores costes y mejores emisiones de Partículas comparando con el resto de soluciones de compromiso. La siguiente mejor solución es la correspondiente al multiobjetivo Costes+SO₂+Partículas, con un valor de 133,9 kg/día y unos costes de 1.369,1 k€/día. También en este caso las diferencias entre los costes de una soluciones y otras son muy pequeñas, oscilando entre 1.368,9 y 1.370 k€/día. Los peores resultados de emisiones vuelven a obtenerse con los multiobjetivos de Costes+Combustibles y Costes+CO₂, con un valor de 162 y 161,8 kg/día, respectivamente, y con unos costes en el rango medio de los demás resultados (1.369,4 k€/día).

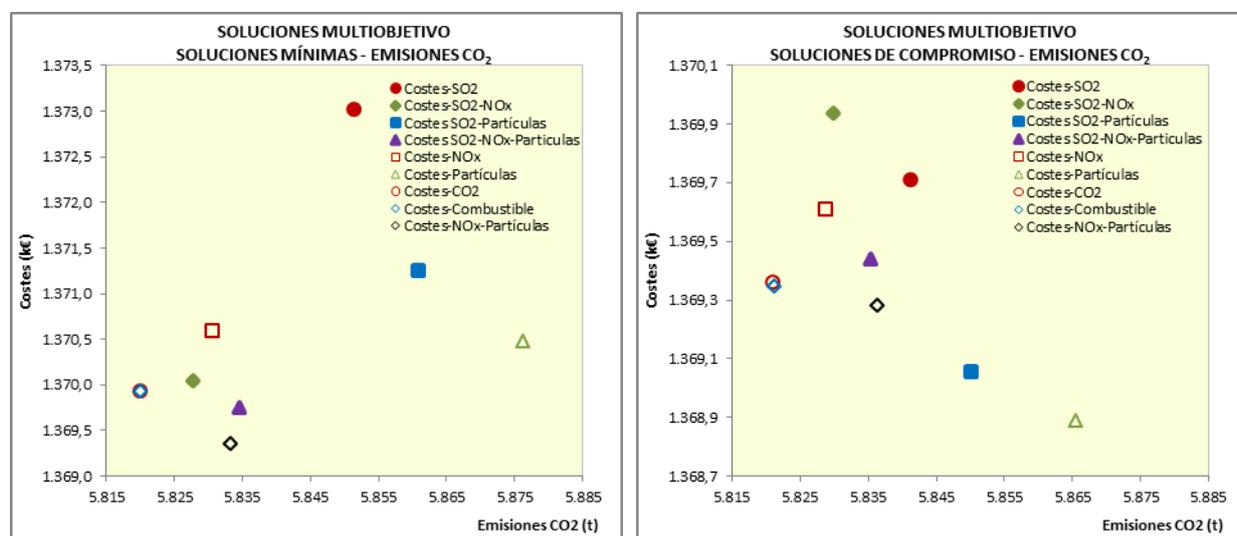


Figura 7.15. Relaciones costes-emisiones de CO₂ en las soluciones mínimas y soluciones de compromiso obtenidas para todas las optimizaciones realizadas

Para el caso de las emisiones de CO₂ (ver Figura 7.15), los resultados son bastante claros para los casos de Costes+CO₂ y Costes+Consumo de Combustible, ya que tienen unas emisiones de CO₂ sensiblemente menores que los demás casos y unos precios de los más bajos. Sin embargo, están muy cercas los que han destacado en los otros casos, como son los multiobjetivos de Costes+SO₂+NO_x, Costes+SO₂+NO_x+Partículas y Costes+NO_x+Partículas, con valores de emisiones de CO₂ de 5.828, 5.835 y 5.833 t/día y costes de 1.370, 1.369,8 y 1.369,4 k€/día, respectivamente. Hay que destacar que los resultados de estas optimizaciones en

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

cuanto a emisiones son muy parecidas a la mejor que se obtiene con los biobjetivo Costes+CO₂ y Costes+Consumo de Combustible (5.820 t/día). Los peores resultados de emisiones se obtienen para los casos de los multiobjetivos de Costes+Partículas y Costes+SO₂+Partículas, con unos valores de 5.876 y 5.861 t/día aunque con unos costes más o menos bajos (1.370,5 y 1.371,2 k€/día).

Si se utilizan las soluciones de compromiso, la conclusión es más clara con respecto a los casos de Costes+CO₂ y Costes+Consumo de Combustible, ya que tienen unas emisiones de CO₂ sensiblemente menores que los demás casos cercanos y unos precios similares. En este caso están muy cerca los casos de Costes+SO₂+NO_x+Partículas y Costes+NO_x+Partículas con valores de emisiones de CO₂ de 5.835 y 5.836 t/día y costes de 1.369,4 y 1.369,3 k€/día, respectivamente. Los peores resultados de emisiones vuelven a obtenerse con los multiobjetivos de Costes+Partículas y Costes+SO₂+Partículas, con unos valores de 5.865 y 5.850 t/día, respectivamente, aunque con los costes más bajos (1.368,9 y 1.369,1 k€/día).

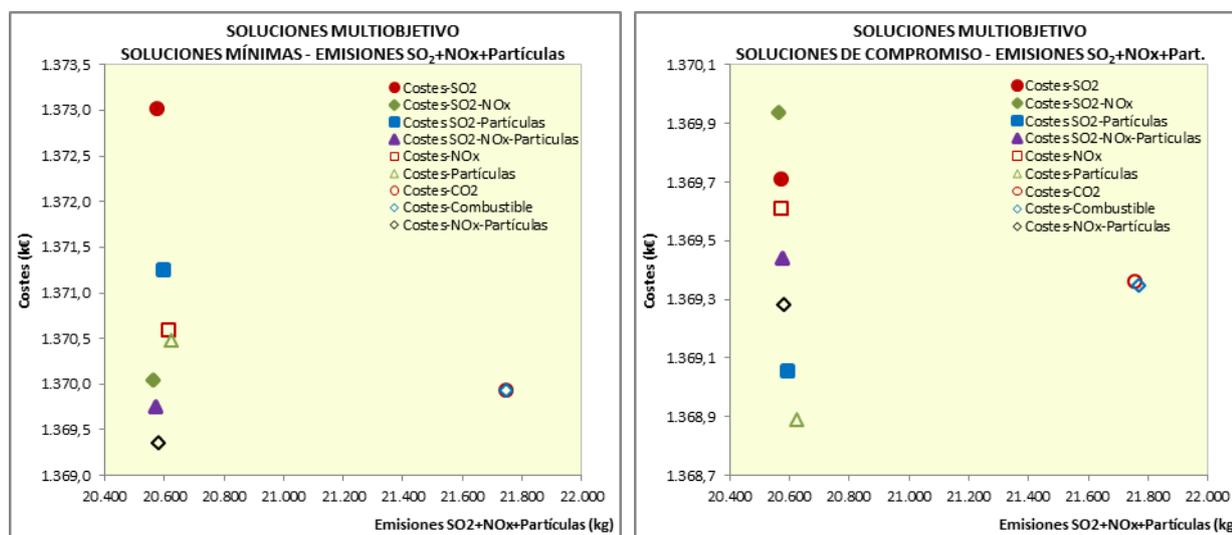


Figura 7.16. Relaciones costes-emisiones de SO₂ + NO_x + PM₁₀ en las soluciones mínimas y soluciones de compromiso obtenidas para todas las optimizaciones realizadas

Para el caso de las emisiones conjuntas de SO₂, NO_x y Partículas (ver Figura 7.16), los resultados son prácticamente idénticos a los casos anteriores con cada una de estas emisiones, ya que las soluciones con mejores relaciones de costes y emisiones de estas emisiones conjuntas son las correspondientes a los multiobjetivos de Costes+SO₂+NO_x, Costes+SO₂+NO_x+Partículas y Costes+NO_x+Partículas, con valores de emisiones conjuntas de 20.565, 20.571 y 20.580 kg/día y costes de 1.370, 1.369,8 y 1.369,4 k€/día, respectivamente. Los peores resultados de emisiones se obtienen para los casos de los multiobjetivos de Costes+Combustibles y Costes+CO₂, con un valor de 21.747 kg/día aunque con unos costes más o menos bajos (1.369,9 k€/día).

Si se usan las soluciones de compromiso, las conclusiones cambian con respecto a las soluciones más equilibradas en cuanto a costes y emisiones de Partículas. En este caso, vuelven a repetirse como mejores soluciones equilibradas las de Costes+SO₂+Partículas y Costes+Partículas, con unos valores de 20.596 y 20.623 kg/día y unos costes de 1.369,1 y 1.368,9 k€/día, respectivamente. No obstante, en este caso las diferencias entre los costes de unas soluciones y otras son muy pequeñas, ya que el valor de Costes+SO₂+NO_x+Partículas es de 1.369,8 k€/día, siendo, sin embargo, las emisiones de SO₂+NO_x+Partículas de 20.576 kg/día. Los peores resultados de emisiones vuelven a obtenerse con los multiobjetivos de Costes+Combustibles y Costes+CO₂, con un valor de 21.769 y 21.758 kg/día, respectivamente, y con unos costes en el rango medio de los demás resultados (1.369,4 k€/día).

Con el fin de ayudar a obtener conclusiones sobre la mejor posible solución de todas las obtenidas, en las Tablas 7.9–7.17 se presentan los datos numéricos de las soluciones correspondientes a los extremos de

la curvas de Pareto (soluciones mínimas para cada objetivo participe en la optimización) y de la solución de compromiso en cada uno de los casos. Se muestran también las diferencias de las soluciones mínimas de los objetivos que no son los costes con respecto a la solución mínima de éstos para ver los incrementos de costes que llevan asociadas las reducciones de emisiones en cada caso.

Tabla 7.9. Caso 1: Optimización de Costes y Emisiones de SO₂

CASO 1	w	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)	Coste (€)+SO ₂ (dag)
Mínimo coste	1	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84	2.100.231
Mínimo SO ₂	0	1.373,01	7.201,69	13.242,25	134,04	5.851,46	1.862,80	20.577,99	2.093.175
Solución de compromiso	0,5	1.369,71	7.204,56	13.234,90	134,02	5.841,31	1.856,82	20.573,47	2.090.162
Dif. Min.SO ₂ -		5,00	-120,51	-913,30	-20,04	-44,06	-2,30	-1.053,85	
Min.Coste	(%)	0,37%	-1,65%	-6,45%	-13,01%	-0,75%	-0,12%	-4,87%	
Dif. Sol.Comp. -		1,70	-117,65	-920,65	-20,07	-54,21	-8,28	-1.058,37	
Min.Coste	(%)	0,12%	-1,61%	-6,50%	-13,02%	-0,92%	-0,44%	-4,89%	

Tabla 7.10. Caso 2: Optimización de Costes y Emisiones de NO_x

CASO 2	w	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)	Coste (€)+NO _x (dag)
Mínimo coste	1	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84	2.783.565
Mínimo NO _x	0	1.370,59	7.257,01	13.222,87	134,18	5.830,73	1.855,68	20.614,05	2.692.878
Solución de compromiso	0,5	1.369,61	7.212,70	13.226,41	133,99	5.828,76	1.854,94	20.573,09	2.692.248
Dif. Min.NO _x -		2,58	-65,19	-932,68	-19,91	-64,79	-9,42	-1.017,79	
Min.Coste	(%)	0,19%	-0,89%	-6,59%	-12,92%	-1,10%	-0,51%	-4,71%	
Dif. Sol.Comp. -		1,60	-109,51	-929,14	-20,10	-66,76	-10,17	-1.058,75	
Min.Coste	(%)	0,12%	-1,50%	-6,56%	-13,05%	-1,13%	-0,55%	-4,89%	

Tabla 7.11. Caso 3: Optimización de Costes y Emisiones de PM₁₀

CASO 3	w	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)	Coste (€)+Partículas (dag)
Mínimo coste	1	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84	2.908.878
Mínimas Partíc.	0	1.370,47	7.223,67	13.268,98	133,82	5.876,28	1.865,12	20.626,48	2.708.717
Solución de compromiso	0,5	1.368,89	7.226,25	13.262,85	133,85	5.865,44	1.861,13	20.622,95	2.707.387
Dif. Min.Partic. -		2,46	-98,53	-886,56	-20,26	-19,24	0,01	-1.005,36	
Min.Coste	(%)	0,18%	-1,35%	-6,26%	-13,15%	-0,33%	0,00%	-4,65%	
Dif. Sol.Comp. -		0,88	-95,96	-892,70	-20,24	-30,08	-3,97	-1.008,89	
Min.Coste	(%)	0,06%	-1,31%	-6,31%	-13,13%	-0,51%	-0,21%	-4,66%	

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

Tabla 7.12. Caso 4: Optimización de Costes y Emisiones de CO₂

CASO 4	w	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)	Coste (€)+CO ₂ (mag)
Mínimo coste	1	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84	1.957.563
Mínimo CO ₂	0	1.369,92	7.258,06	14.326,60	161,93	5.820,16	1.852,33	21.746,58	1.951.936
Solución de compromiso	0,5	1.369,36	7.268,81	14.327,58	161,78	5.821,12	1.852,61	21.758,17	1.951.470
Dif. Min.CO ₂ -		1,91	-64,15	171,05	7,84	-75,36	-12,77	114,74	
Min.Coste (%)		0,14%	-0,88%	1,21%	5,09%	-1,28%	-0,68%	0,53%	
Dif. Sol.Comp. -		1,35	-53,39	172,03	7,70	-74,40	-12,49	126,33	
Min.Coste (%)		0,10%	-0,73%	1,22%	5,00%	-1,26%	-0,67%	0,58%	

Tabla 7.13. Caso 5: Optimización de Costes y Consumo de Combustible

CASO 5	w	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)	Coste (€)+Comb. (kg)
Mínimo coste	1	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84	3.233.114
Mínimo Consumo Combustible	0	1.369,92	7.258,06	14.326,60	161,93	5.820,16	1.852,33	21.746,58	3.222.249
Solución de compromiso	0,5	1.369,35	7.269,55	14.337,89	162,02	5.821,28	1.852,62	21.769,46	3.221.971
Dif. Min.Cons.Comb. -		1,91	-64,15	171,05	7,84	-75,36	-12,77	114,74	
Min.Coste (%)		0,14%	-0,88%	1,21%	5,09%	-1,28%	-0,68%	0,53%	
Dif. Sol.Comp. -		1,34	-52,66	182,34	7,93	-74,24	-12,48	137,62	
Min.Coste (%)		0,10%	-0,72%	1,29%	5,15%	-1,26%	-0,67%	0,64%	

Tabla 7.14. Caso 6: Optimización de Costes y Emisiones de SO₂ y NO_x

CASO 6	w	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)	Coste (€)+SO ₂ (dag)+NO _x (dag)
Mínimo coste	1	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84	3.515.786
Mínimo SO ₂ +NO _x	0	1.370,03	7.204,47	13.226,32	134,09	5.827,86	1.854,70	20.564,89	3.413.112
Solución de compromiso	0,5	1.369,94	7.204,61	13.226,77	134,07	5.829,98	1.855,04	20.565,44	3.413.075
Dif. Min.SO ₂ +NO _x -		2,02	-117,73	-929,22	-20,00	-67,67	-10,40	-1.066,95	
Min.Coste (%)		0,15%	-1,61%	-6,56%	-12,98%	-1,15%	-0,56%	-4,93%	
Dif. Sol.Comp. -		1,93	-117,60	-928,78	-20,02	-65,54	-10,07	-1.066,40	
Min.Coste (%)		0,14%	-1,61%	-6,56%	-12,99%	-1,11%	-0,54%	-4,93%	

Tabla 7.15. Caso 7: Optimización de Costes y Emisiones de SO₂ y PM₁₀

CASO 7	w	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)	Coste (€)+SO ₂ (dag)+Partículas (dg)
Mínimo coste	1	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84	3.641.098
Mínimo SO ₂ + Partículas	0	1.371,24	7.213,55	13.249,68	133,87	5.860,98	1.863,08	20.597,10	3.431.315
Solución de compromiso	0,5	1.369,05	7.218,09	13.243,98	133,86	5.850,11	1.858,46	20.595,94	3.429.480
Dif. Min.SO ₂ +Partic. -		3,23	-108,65	-905,87	-20,22	-34,54	-2,02	-1.034,74	
Min.Coste (%)		0,24%	-1,48%	-6,40%	-13,12%	-0,59%	-0,11%	-4,78%	
Dif. Sol.Comp. -		1,04	-104,11	-911,56	-20,22	-45,41	-6,64	-1.035,90	
Min.Coste (%)		0,08%	-1,42%	-6,44%	-13,13%	-0,77%	-0,36%	-4,79%	

Tabla 7.16. Caso 8: Optimización de Costes y Emisiones de NO_x y PM₁₀

CASO 8	w	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)	Coste (€)+ NO _x (dag)+ Partículas (dg)
Mínimo coste	1	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84	4.324.432
Mínimo NO _x + Partículas	0	1.369,36	7.215,36	13.230,30	133,92	5.833,34	1.855,70	20.579,59	4.031.632
Solución de compromiso	0,5	1.369,28	7.215,43	13.232,27	133,91	5.836,36	1.856,17	20.581,60	4.031.600
Dif. Min.NO _x +Partic. -		1,35	-106,84	-925,25	-20,16	-62,18	-9,40	-1.052,25	
Min.Coste	(%)	0,10%	-1,46%	-6,54%	-13,08%	-1,05%	-0,50%	-4,86%	
Dif. Sol.Comp. -		1,27	-106,78	-923,28	-20,18	-59,16	-8,93	-1.050,24	
Min.Coste	(%)	0,09%	-1,46%	-6,52%	-13,09%	-1,00%	-0,48%	-4,86%	

Tabla 7.17. Caso 9: Optimización de Costes y Emisiones de SO₂, NO_x y PM₁₀

CASO 9	w	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)	Coste (€)+ SO ₂ (dag)+ NO _x (dag)+ Partículas (dg)
Mínimo coste	1	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84	5.056.653
Mínimo SO ₂ +NO _x +Partículas	0	1.369,75	7.208,74	13.228,43	133,98	5.834,75	1.856,04	20.571,15	4.753.278
Solución de compromiso	0,5	1.369,44	7.212,25	13.229,84	133,94	5.835,34	1.855,98	20.576,03	4.753.075
Dif. Min.SO ₂ +NO _x +Partic. -		1,73	-113,47	-927,11	-20,11	-60,77	-9,06	-1.060,69	
Min.Coste	(%)	0,13%	-1,55%	-6,55%	-13,05%	-1,03%	-0,49%	-4,90%	
Dif. Sol.Comp. -		1,43	-109,95	-925,71	-20,14	-60,18	-9,12	-1.055,81	
Min.Coste	(%)	0,10%	-1,50%	-6,54%	-13,07%	-1,02%	-0,49%	-4,88%	

A modo de resumen, antes de entrar en las conclusiones de los resultados obtenidos, se muestra en las Tablas 7.18-7.23 una comparativa de los resultados con los valores reales equivalentes del día elegido para el estudio. En todos los casos, los valores se han obtenido sustituyendo las potencias reales en las curvas de costes y emisiones y añadiendo los correspondientes costes de arranque y O&M.

En la Tabla 7.18 se hace una primera comparativa con respecto a las soluciones mínimas obtenidas, observándose unas reducciones de unos 27.450 €/día en los costes (-1,97%), 259,39 kg/día de SO₂ (-3,48%), 1.287,48 kg/día de NO_x (-8,87%), 28,93 kg/día de Partículas (-17,78%), 223,79 t/día de CO₂ (-3,70%) y 52,79 t/día de combustible (-2,77%). La reducción del conjunto de SO₂, NO_x y Partículas es del orden del 7,09% (1.569,29 kg/día).

Si en lugar de las condiciones óptimas se utilizan las condiciones de las soluciones de compromiso en cada caso se tendrían, como se puede ver en la Tabla 7.19, unas reducciones muy parecidas a las anteriores: reducción de unos 26.570 €/día en los costes (-1,90%), 256,52 kg/día de SO₂ (-3,44%), 1.283,93 kg/día de NO_x (-8,85%), 28,91 kg/día de Partículas (-17,76%), 222,83 t/día de CO₂ (-3,69%) y 52,50 t/día de combustible (-2,76%). La reducción del conjunto de SO₂, NO_x y Partículas es de 7,09% (1.568,74 kg/día).

Aunque, como se puede observar, las reducciones son importantes, hay que tener en cuenta que la realidad casi siempre está afectada por muchos aspectos difíciles de predecir con certeza, como es la variabilidad de la demanda y de las energías renovables, por lo que es mucho más correcto comparar las soluciones que se han obtenido entre sí, para ver el efecto que la optimización multiobjetivo ocasiona con respecto a la solución de mínimo coste. Es por ello que, en la Tabla 7.20, se muestran los mismos datos pero comparados con la solución de mínimo coste obtenida, ya que el fin es ver cuál es la mejor solución a adoptar para reducir las diferentes emisiones, estableciendo los incrementos de costes asociados.

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

Tabla 7.18. SEP de Gran Canaria: comparativa de las soluciones mínimas obtenidas con los valores reales equivalentes del día elegido para el estudio.

DIFERENCIAS SOLUCIONES MÍNIMAS CON EL CASO REAL							
Soluciones mínimas	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)
Caso Real	1.395,46	7.461,08	14.510,34	162,76	6.043,95	1.905,11	22.134,18
Mínimo coste	-27,45	-138,88	-354,80	-8,67	-148,43	-40,01	-502,34
Mínimo SO ₂	-22,45	-259,39	-1.268,09	-28,71	-192,49	-42,31	-1.556,19
Mínimo NO _x	-24,87	-204,07	-1.287,48	-28,58	-213,21	-49,44	-1.520,13
Mínimas Partículas	-24,99	-237,41	-1.241,36	-28,93	-167,66	-40,00	-1.507,70
Mínimo CO ₂	-25,54	-203,03	-183,75	-0,83	-223,79	-52,79	-387,60
Mínimo Cons. Comb.	-25,54	-203,03	-183,75	-0,83	-223,79	-52,79	-387,60
Mínimo SO ₂ +NO _x	-25,42	-256,61	-1.284,02	-28,67	-216,09	-50,41	-1.569,29
Mínimo SO ₂ +Partículas	-24,21	-247,53	-1.260,66	-28,88	-182,97	-42,03	-1.537,08
Mínimo NO _x +Partículas	-26,10	-245,72	-1.280,04	-28,83	-210,61	-49,41	-1.554,59
Mínimo SO ₂ +NO _x +Partíc.	-25,71	-252,34	-1.281,91	-28,77	-209,20	-49,07	-1.563,03
Mayor diferencia (%)	-1,97%	-3,48%	-8,87%	-17,78%	-3,70%	-2,77%	-7,09%

Tabla 7.19. SEP de Gran Canaria: comparativa de las soluciones de compromiso obtenidas con los valores reales equivalentes del día elegido para el estudio.

DIFERENCIAS SOLUCIONES DE COMPROMISO CON EL CASO REAL							
Soluciones Compromiso	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)
Caso Real	1.395,46	7.461,08	14.510,34	162,76	6.043,95	1.905,11	22.134,18
C+SO ₂	-25,75	-256,52	-1.275,45	-28,73	-202,64	-48,29	-1.560,71
C+NO _x	-25,85	-248,39	-1.283,93	-28,77	-215,19	-50,18	-1.561,09
C+Partículas	-26,57	-234,83	-1.247,49	-28,91	-178,50	-43,98	-1.511,23
C+CO ₂	-26,10	-192,27	-182,76	-0,97	-222,83	-52,50	-376,01
C+Cons. Comb.	-26,11	-191,53	-172,45	-0,74	-222,67	-52,49	-364,72
C+SO ₂ +NO _x	-25,52	-256,47	-1.283,57	-28,69	-213,96	-50,08	-1.568,74
C+SO ₂ +Partículas	-26,40	-242,99	-1.266,36	-28,89	-193,84	-46,65	-1.538,24
C+NO _x +Partículas	-26,18	-245,65	-1.278,08	-28,85	-207,59	-48,94	-1.552,58
C+SO ₂ +NO _x +Partíc.	-26,02	-248,83	-1.280,51	-28,81	-208,61	-49,13	-1.558,15
Mayor diferencia (%)	-1,90%	-3,44%	-8,85%	-17,76%	-3,69%	-2,76%	-7,09%

En dicha tabla ya se ve que las reducciones de emisiones siempre van asociadas a incrementos de costes, pero en el peor de los casos el incremento de costes es del orden de 5.000 €/día (0,37%), consiguiéndose reducciones de emisiones en cada caso del orden de: 120,51 kg/día de SO₂ (-1,65%), 932,68 kg/día de NO_x (-6,59%), 20,26 kg/día de Partículas (-13,15%), 75,36 t/día de CO₂ (-1,28%) y 12,77 t/día de combustible (-0,68%). La reducción del conjunto de SO₂, NO_x y Partículas es del 4,93% (1.066,95 kg/día).

Pero se tendrá que hacer la misma consideración que se ha hecho para el caso real y utilizar una solución que no incremente tanto los costes. Utilizando las soluciones de compromiso en cada caso se tendrían los valores que se muestran en la Tabla 7.21. Se observa que los incrementos de combustible son bastante inferiores, mientras que las reducciones de las emisiones se mantienen muy similares: incremento de costes de 1.700 €/día (0,14%) y reducciones de emisiones: 117,65 kg/día de SO₂ (-1,61%), 929,14 kg/día de NO_x (-6,56%), 20,24 kg/día de Partículas (-13,13%), 74,40 t/día de CO₂ (-1,26%) y 12,49 t/día de combustible (-0,67%). La reducción del conjunto de SO₂, NO_x y Partículas es del 4,93% (1.066,40 kg/día).

Tabla 7.20. SEP de Gran Canaria. Caso de de mínimo coste: comparativa de las soluciones mínimas, obtenidas con los valores reales equivalentes del día elegido para el estudio.

DIFERENCIAS SOLUCIONES MÍNIMAS CON EL CASO DE MÍNIMO COSTE							
Soluciones mínimas	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)
Mínimo coste	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84
Mínimo SO ₂	5,00	-120,51	-913,30	-20,04	-44,06	-2,30	-1.053,85
Mínimo NO _x	2,58	-65,19	-932,68	-19,91	-64,79	-9,42	-1.017,79
Mínimas Partículas	2,46	-98,53	-886,56	-20,26	-19,24	0,01	-1.005,36
Mínimo CO ₂	1,91	-64,15	171,05	7,84	-75,36	-12,77	114,74
Mínimo Cons. Comb.	1,91	-64,15	171,05	7,84	-75,36	-12,77	114,74
Mínimo SO ₂ +NO _x	2,02	-117,73	-929,22	-20,00	-67,67	-10,40	-1.066,95
Mínimo SO ₂ +Partículas	3,23	-108,65	-905,87	-20,22	-34,54	-2,02	-1.034,74
Mínimo NO _x +Partículas	1,35	-106,84	-925,25	-20,16	-62,18	-9,40	-1.052,25
Mínimo SO ₂ +NO _x +Partíc.	1,73	-113,47	-927,11	-20,11	-60,77	-9,06	-1.060,69
Mayor diferencia (%)	0,37%	-1,65%	-6,59%	-13,15%	-1,28%	-0,68%	-4,93%

Tabla 7.21. SEP de Gran Canaria. Caso de mínimo coste: comparativa de las soluciones de compromiso, obtenidas con los valores reales equivalentes del día elegido para el estudio.

DIFERENCIAS SOLUCIONES DE COMPROMISO CON EL CASO DE MÍNIMO COSTE							
Soluciones Compromiso	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)
Mínimo coste	1.368,01	7.322,20	14.155,55	154,09	5.895,52	1.865,10	21.631,84
C+SO ₂	1,70	-117,65	-920,65	-20,07	-54,21	-8,28	-1.058,37
C+NO _x	1,60	-109,51	-929,14	-20,10	-66,76	-10,17	-1.058,75
C+Partículas	0,88	-95,96	-892,70	-20,24	-30,08	-3,97	-1.008,89
C+CO ₂	1,35	-53,39	172,03	7,70	-74,40	-12,49	126,33
C+Cons. Comb.	1,34	-52,66	182,34	7,93	-74,24	-12,48	137,62
C+SO ₂ +NO _x	1,93	-117,60	-928,78	-20,02	-65,54	-10,07	-1.066,40
C+SO ₂ +Partículas	1,04	-104,11	-911,56	-20,22	-45,41	-6,64	-1.035,90
C+NO _x +Partículas	1,27	-106,78	-923,28	-20,18	-59,16	-8,93	-1.050,24
C+SO ₂ +NO _x +Partíc.	1,43	-109,95	-925,71	-20,14	-60,18	-9,12	-1.055,81
Mayor diferencia (%)	0,14%	-1,61%	-6,56%	-13,13%	-1,26%	-0,67%	-4,93%

Otra manera de ver estas reducciones es plantearse qué representan las mismas con respecto a los valores de cada uno de los grupos. Es decir, para conseguir las mismas reducciones de emisiones en un grupo en particular ¿qué porcentaje equivalente debe reducirse? En la Tabla 7.22 se muestra la comparativa de cada valor de emisión con respecto a los valores del grupo con mayor valor de la emisión correspondiente, con el objeto de utilizar los valores más conservadores.

Se ve que en el peor de los casos el incremento de costes es de un 0,72% para el caso de un Ciclo Combinado de la C.T. de Bco. Tirajana, pero las reducciones de emisiones, también en el mejor de los casos, es de -5,01% de SO₂ para un grupo de Vapor de 60 MW de la C.T. de Jinámar, -13,35% de NO_x para un grupo Diesel de 24 MW de la C.T. de Jinámar, -26,85% de Partículas para un grupo Diésel de 24 MW de la C.T. de Jinámar, -2,97% de CO₂ para un Ciclo Combinado de la C.T. de Bco. Tirajana, -1,60% de combustible para un Ciclo Combinado de la C.T. de Bco. Tirajana y un -13,91% del conjunto de SO₂+NO_x+Partículas para un grupo Diésel de 24 MW de la C.T. de Jinámar.

7. Ejemplo de aplicación: SEP de Gran Canaria

Tomando las mismas consideraciones hechas anteriormente, en la Tabla 7.23 se muestra la comparativa con las denominadas soluciones de compromiso en cada caso. El resultado es muy similar a los comentados anteriormente, es decir, se reduce considerablemente el incremento del coste, pero las reducciones en las emisiones permanecen muy similares.

Tabla 7.22. SEP de Gran Canaria. Caso de mínimo coste: comparativa de cada valor de emisión con respecto a los valores del grupo con mayor valor de la emisión correspondiente.

DIFERENCIAS SOLUCIONES MÍNIMAS CON EL CASO DE MÍNIMO COSTE							
Soluciones mínimas	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)
	Ciclo Combinado	Grupo Vapor 60 MW	Diesel 24 MW	Diesel 24 MW	Ciclo Combinado	Ciclo Combinado	Diesel 24 MW
Mayor consumo por grupo	694,68	2.404,98	6.986,18	75,46	2.535,84	800,37	7.669,81
Mínimo SO ₂	0,72%	-5,01%	-13,07%	-26,56%	-1,74%	-0,29%	-13,74%
Mínimo NO _x	0,37%	-2,71%	-13,35%	-26,39%	-2,55%	-1,18%	-13,27%
Mínimas Partículas	0,35%	-4,10%	-12,69%	-26,85%	-0,76%	0,00%	-13,11%
Mínimo CO ₂	0,27%	-2,67%	2,45%	10,39%	-2,97%	-1,60%	1,50%
Mínimo Cons. Comb.	0,27%	-2,67%	2,45%	10,39%	-2,97%	-1,60%	1,50%
Mínimo SO ₂ +NO _x	0,29%	-4,90%	-13,30%	-26,50%	-2,67%	-1,30%	-13,91%
Mínimo SO ₂ +Partículas	0,47%	-4,52%	-12,97%	-26,79%	-1,36%	-0,25%	-13,49%
Mínimo NO _x +Partículas	0,19%	-4,44%	-13,24%	-26,72%	-2,45%	-1,18%	-13,72%
Mínimo SO ₂ +NO _x +Partíc.	0,25%	-4,72%	-13,27%	-26,65%	-2,40%	-1,13%	-13,83%
Mayor diferencia (%)	0,72%	-5,01%	-13,35%	-26,85%	-2,97%	-1,60%	-13,91%

Tabla 7.23. SEP de Gran Canaria. Caso de mínimo coste: comparativa de las soluciones de compromiso con respecto a los valores del grupo con mayor valor de la emisión correspondiente.

DIFERENCIAS SOLUCIONES DE COMPROMISO CON EL CASO DE MÍNIMO COSTE							
Soluciones mínimas	Costes (k€)	SO ₂ (kg)	NO _x (kg)	Partículas (kg)	CO ₂ (t)	Combustible (t)	SO ₂ +NO _x +Partículas (kg)
	Ciclo Combinado	Grupo Vapor 60 MW	Diesel 24 MW	Diesel 24 MW	Ciclo Combinado	Ciclo Combinado	Diesel 24 MW
Mayor consumo por grupo	694,68	2.404,98	6.986,18	75,46	2.535,84	800,37	7.669,81
Mínimo SO ₂	0,24%	-4,89%	-13,18%	-26,59%	-2,14%	-1,03%	-13,80%
Mínimo NO _x	0,23%	-4,55%	-13,30%	-26,64%	-2,63%	-1,27%	-13,80%
Mínimas Partículas	0,13%	-3,99%	-12,78%	-26,82%	-1,19%	-0,50%	-13,15%
Mínimo CO ₂	0,19%	-2,22%	2,46%	10,20%	-2,93%	-1,56%	1,65%
Mínimo Cons. Comb.	0,19%	-2,19%	2,61%	10,51%	-2,93%	-1,56%	1,79%
Mínimo SO ₂ +NO _x	0,28%	-4,89%	-13,29%	-26,53%	-2,58%	-1,26%	-13,90%
Mínimo SO ₂ +Partículas	0,15%	-4,33%	-13,05%	-26,80%	-1,79%	-0,83%	-13,51%
Mínimo NO _x +Partículas	0,18%	-4,44%	-13,22%	-26,74%	-2,33%	-1,12%	-13,69%
Mínimo SO ₂ +NO _x +Partíc.	0,21%	-4,57%	-13,25%	-26,70%	-2,37%	-1,14%	-13,77%
Mayor diferencia (%)	0,28%	-4,89%	-13,30%	-26,82%	-2,93%	-1,56%	-13,90%

En este caso, el incremento de costes es de un 0,24% para el caso de un Ciclo Combinado de la C.T. de Bco. Tirajana, la reducción de SO₂ es de -4,89% para un grupo de Vapor de 60 MW de la C.T. de Jinámar, del -13,30% de NO_x para un grupo Diésel de 24 MW de la C.T. de Jinámar, -26,82% de Partículas para un grupo Diésel de 24 MW de la C.T. de Jinámar, -2,93% de CO₂ para un Ciclo Combinado de la C.T. de Bco. Tirajana, -1,56% de combustible para un Ciclo Combinado de la C.T. de Bco. Tirajana y un -13,90% del conjunto de SO₂+NO_x+Partículas para un grupo Diésel de 24 MW de la C.T. de Jinámar.

La representación de las soluciones obtenidas es complicada en cuanto que hay una solución para cada valor de la frontera de Pareto para cada una de las optimizaciones realizadas, por lo que habría unas $9 \times 20 = 180$ soluciones. Por ello, la mejor representación de las soluciones son las realizadas en las gráficas anteriores que, además, ayudan a sacar conclusiones. En caso de que la observación de las fronteras de Pareto planteara al tomador de decisiones utilizar un punto diferente al de la solución de compromiso no habría más que representar ese punto, identificado por el porcentaje de importancia o “peso” que se le dé a los costes (factor de peso, w) con respecto a los otros objetivos, para sacar conclusiones de la solución más adecuada, buscando siempre el mejor equilibrio entre las reducciones de emisiones e incremento de costes.

En la Tabla 7.24 se muestra la solución encontrada para la única solución que se repite en todas las optimizaciones, como es la de coste mínimo. También se representa la situación real que se tuvo en el día de estudio para ver las diferencias entre ambas soluciones. Sólo se muestran los grupos realmente despachados. Los valores de costes se muestran desglosados en la Tabla 7.25 para el conjunto de los dos despachos.

Tabla 7.24. Resultados de potencias horarias – Despacho real vs Solución de mínimo coste

Hora	<i>Datos de potencias de generación (MW) - Situación real</i>							<i>Datos de potencias de generación (MW) de la mejor solución de costes obtenida</i>						
	<i>JV04</i>	<i>JV05</i>	<i>JD04</i>	<i>JG03</i>	<i>TV01</i>	<i>TV02</i>	<i>TG5G6V4</i>	<i>JV04</i>	<i>JV05</i>	<i>JD04</i>	<i>JG03</i>	<i>TV01</i>	<i>TV02</i>	<i>TG5G6V4</i>
1	22,070	22,070	17,022		28,923	28,923	123,117	22,100	22,100	14,090		26,100	26,100	131,635
2	22,070	22,070	17,022		28,006	28,006	95,982	22,100	22,100	14,090		26,100	26,100	102,667
3	22,070	22,070	17,022		28,006	28,006	93,083	22,100	22,100	14,090		26,100	26,100	99,768
4	22,070	22,070	15,076		28,006	28,006	92,140	22,100	22,100	14,090		26,100	26,100	96,879
5	22,070	22,070	15,076		28,006	28,006	95,039	22,100	22,100	14,090		26,100	26,100	99,778
6	22,070	22,070	17,022		28,006	28,006	115,442	22,100	22,100	14,090		26,100	26,100	122,127
7	22,070	22,070	17,022		29,842	29,842	144,640	22,100	22,100	14,090		26,100	26,100	154,996
8	22,070	22,070	17,022		34,474	34,474	184,917	22,100	22,100	17,132		30,346	30,346	193,005
9	22,070	22,070	17,022	12,630	35,408	42,016	179,989	22,100	22,100	17,237		38,252	38,252	193,264
10	27,630	27,630	17,022	14,584	55,598	42,016	176,034	22,100	22,100	17,426		52,578	52,578	193,733
11	22,070	22,070	17,022	14,584	68,650	42,016	174,057	22,100	22,100	17,426		52,556	52,556	193,732
12	22,070	22,070	17,022	27,353	59,569	43,926	169,137	22,100	22,100	17,430		52,887	52,887	193,743
13	22,070	22,070	17,022		61,570	61,570	184,882	22,100	22,100	17,482		56,815	56,815	193,872
14	22,070	22,070	17,022		63,580	63,580	184,882	22,100	22,100	17,508		58,780	58,780	193,936
15	22,070	22,070	17,022		52,647	52,647	178,981	22,100	22,100	17,328		45,208	45,208	193,492
16	22,070	22,070	17,022		43,926	43,926	170,106	22,100	22,100	17,159		32,346	32,346	193,070
17	22,070	22,070	17,022		45,846	45,846	177,004	22,100	22,100	17,228		37,594	37,594	193,242
18	22,070	22,070	17,022		47,777	47,777	174,057	22,100	22,100	17,234		38,041	38,041	193,257
19	22,070	22,070	17,022		51,668	51,668	180,959	22,100	22,100	17,329		45,218	45,218	193,492
20	22,070	22,070	17,022		58,573	58,573	183,909	22,100	22,100	17,437		53,410	53,410	193,760
21	23,912	23,912	17,022	25,381	68,650	68,650	189,814	22,100	22,100	19,010	12,000	71,240	71,240	199,651
22	22,070	22,070	17,022	24,396	61,570	61,570	174,057	22,100	22,100	17,570		63,448	63,448	194,089
23	22,070	22,070	17,022		46,810	46,810	170,145	22,100	22,100	17,196		35,184	35,184	193,163
24	22,070	22,070	17,022		29,842	29,842	148,532	22,100	22,100	14,090		26,100	26,100	158,888

Tabla 7.25. Resultados de costes – Despacho real vs Solución de mínimo coste

	Despacho Real	Mínimo Coste
Coste de funcionamiento	1.386.145,06	1.363.354,79
Coste de arranques	9.311,78	4.655,89
Coste total	1.395.456,84	1.368.010,68

8. Conclusiones y líneas futuras

Esta tesis ha sido desarrollada con el objetivo de demostrar que, aplicando las adecuadas metodologías de optimización a un caso real, se puede reducir las emisiones en la generación de energía en sistemas eléctricos de potencia con grupos térmicos. Aplicando el criterio multiobjetivo, se consigue, además, no dejar de lado los costes asociados a la generación (por cuanto siguen siendo lo más importante a tener en cuenta en cualquier economía sostenible), dando un conjunto de resultados de los que el “tomador de decisiones” puede elegir el más conveniente, desde sólo considerar el óptimo económico hasta sólo considerar el óptimo de emisiones, teniendo en medio una amplia gama de opciones con diferentes pesos a cada uno de los objetivos (costes y emisiones).

El hecho de usar un caso real, con todas las consideraciones técnicas y medioambientales exigidas por la legislación vigente, sirve para cuantificar y poder, por tanto, valorar la importancia de las reducciones en las emisiones que se pueden conseguir con la metodología propuesta en esta Tesis, así como de los incrementos de costes que estas reducciones de emisiones implican.

8.1. Conclusiones

La aportación más importante de esta Tesis es el desarrollo e implementación de un software eficiente para solucionar los problemas de optimización multiobjetivo de costes y emisiones en sistemas eléctricos de potencia. Además, se ha realizado un análisis exhaustivo de un sistema eléctrico real concreto, el SEP de Gran Canaria, que ha permitido estudiar el comportamiento de dicho software en un problema real.

Dos objetivos de la Tesis a resaltar son: uno teórico, que supone el desarrollo e implementación del software y su validación con casos test de la literatura, y otro práctico, en el que se define de forma exhaustiva un caso real, al que se le aplica la metodología desarrollada. Metodología que se caracteriza por su sencillez y porque facilita al “tomador de decisiones” escoger, de entre el conjunto de soluciones óptimas de Pareto obtenidas, aquella que más le convenga en función de las circunstancias, de la reglamentación vigente o de los intereses dominantes.

Dentro del software implementado, se propone el Método de Objetivos Incrementales (MOI), que permite resolver problemas de optimización de Despachos Económico-Medioambientales en sistemas eléctricos de potencia (EED), cuando los costes y las emisiones están representadas por ecuaciones cuadráticas con o sin término exponencial. Además, se ha podido verificar que cualquier otro método heurístico aplicado a los sistemas test considerados, no puede obtener mejores soluciones óptimas que el MOI, y siempre con mayor tiempo de CPU.

Asimismo el MOI tiene la ventaja de resolver los problemas EED sin usar el factor de escala estándar usado por muchos autores cuando aplican el método “weighted sum”, factor que tiene la desventaja de distorsionar el significado e interpretación del factor de peso cuando se obtiene la mejor solución de compromiso o cualquier otra solución del frente de Pareto óptimo. En su lugar se utiliza un nuevo factor, denominado “factor de conversión de unidades de medida” que hace comparables las unidades de las emisiones y los costes multiplicando las emisiones por una potencia de 10. Este nuevo factor permite obtener una mejor distribución del frente de Pareto óptimo y ayuda al Tomador de Decisiones a decidir cuál solución elegir de entre todas las soluciones del Pareto óptimo, ya que el sentido original del factor de peso no se altera.

Por otro lado, debido a que el tiempo computacional es muy bajo, MOI es apto para resolver el subproblema del despacho de potencia (ED o EED) dentro del problema más general de asignación de unidades (UC o EEUC) en sistemas eléctricos de potencia. Y con esta función se ha implementado dentro de la metodología propuesta en esta Tesis.

Es preciso comentar que, debido al vacío existente en cuando a la disposición de curvas características de emisiones “oficiales” para cada grupo de generación, se ha tenido que hacer un estudio exhaustivo de los datos que se disponen de las mismas en función de la potencia de generación, datos que han sido facilitados por la empresa Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU. Con los datos disponibles se han obtenido unas curvas cuadráticas, considerando que esta es la representación más habitual de las curvas características que suelen utilizarse para los costes o consumos de combustible de los grupos generadores. Para ello se ha considerado que, de alguna manera, las emisiones de cada grupo están directamente relacionadas con el consumo de combustible del mismo, de manera que a mayor consumo de combustible, mayor cantidad de contaminantes emitidos. Sin embargo, en algunos casos test de la literatura existente aparecen curvas características de emisiones con un término exponencial, lo que dificulta la solución del problema por métodos analíticos exactos. Señalar que el MOI ha sido diseñado para resolver problemas ED o EED con posibles curvas que se obtengan con dichas características.

Para la resolución del problema global de la programación de unidades en sistemas eléctricos de potencia se ha utilizado, para la parte de asignación de las unidades a despachar, que se complementa con el despacho de cargas, un algoritmo genético (GA) binario. La elección de este método evolutivo, en lugar de cualquier otro disponible en la literatura, se debe a su sencillez y utilidad a la hora de tratar problemas con un elevado número de posibles soluciones, en las que las funciones objetivo pueden obtenerse mediante metodología determinista, como es el caso considerado en esta Tesis, en el que cada individuo o cromosoma de las poblaciones del GA se evalúa previa realización del despacho de cargas con el MOI. Para ayudar a la convergencia del algoritmo, en la población inicial se introducen individuos creados a partir de una lista de prioridad en función del coste específico y del coste incremental por unidad, a mínima, media y máxima carga, siendo el resto de individuos generados aleatoriamente.

La aplicación de la metodología implementada al SEP de Gran Canaria no se ha limitado a estudiar la optimización de las emisiones y los costes por separado, sino que se han incluido todas aquellas combinaciones de objetivos que podrían tener lugar. Además, se ha incluido la optimización del consumo de combustible, ya que éste normalmente es un objetivo contrapuesto tanto al de costes como a los de emisiones debido a que, generalmente, a mejor calidad del combustible mayor es su precio, puesto que los combustibles más baratos suelen ser los que más contaminantes emiten. Por otro lado, el menor consumo de combustible lleva asociado una menor emisión de contaminantes. Es curioso comprobar, a partir de los resultados obtenidos que, si bien esto es cierto para cada unidad generadora, no se cumple siempre cuando se optimiza un conjunto de unidades generadoras, ya que puede darse el caso de que se dé prioridad a grupos con menor consumo específico de combustible, pero con valores más altos de emisión de contaminantes. Es decir, puede darse el caso de que el efecto conjunto sea que, aunque se reduce el consumo de combustible en el sistema, las emisiones empeoran. Esto no es aplicable al caso del CO₂ porque estas emisiones son directamente proporcionales al consumo de combustible, de tal manera que si se reduce el consumo de combustible se reducen también las emisiones de CO₂. Sin embargo, en los casos en los que convivan, con los combustibles utilizados en el SEP de Gran Canaria, otros combustibles con mucho menor contenido en carbono, como es el gas natural, en función de los precios de unos y otros podría darse la situación de que reduciéndose el consumo de combustible se empeoraran las emisiones de CO₂ si los grupos con combustibles con poco carbono tienen consumos específicos mayores que los otros. En realidad no hay reglas fijas, ya que depende de muchos factores que entran en juego.

Asimismo, se ha considerado la optimización del CO₂ como un contaminante importante a tener en cuenta, aunque, a priori, los resultados deberían ser idénticos a los obtenidos con el consumo de combustible, por cuanto que en el sistema en estudio todos los combustibles utilizados son derivados del petróleo y con unos contenidos de carbono similares. De hecho, los resultados obtenidos corroboran esto,

ya que las soluciones de los casos de optimización de “Costes + Consumo de Combustible” y “Costes + Emisiones de CO₂” son en todos los casos muy similares, siendo las diferencias debidas a que los contenidos de carbono en los combustibles son ligeramente diferentes, resultando unas curvas características no exactamente paralelas o equivalentes para los consumos de combustibles y para las emisiones de CO₂.

En relación a las conclusiones derivadas de los resultados obtenidos en la resolución del caso real, se pueden hacer algunas afirmaciones que, en todo caso, deben circunscribirse al entorno de la situación estudiada, ya que cada despacho diario a realizar tiene múltiples circunstancias que pueden hacer que los resultados sean totalmente diferentes. En el día elegido para el estudio, por ejemplo, todos los grupos generadores del sistema eléctrico de Gran Canaria estaban disponibles, excepto el Diésel 5 de Jinámar, motivo por el cual se le ha obligado a estar parado en el estudio realizado, con el objeto de poder comparar los resultados con la realidad en ese momento. También influye mucho la energía renovable en funcionamiento y su variabilidad, dándose el caso para el día en estudio que había una alta penetración de estas energías, pero si fuera una época de poco viento, por ejemplo, los resultados podrían ser muy diferentes y, por tanto, las conclusiones también.

Para poder obtener conclusiones de todas las posibilidades de reducción conjunta de emisiones estudiadas, se ha representado gráficamente la relación entre los costes y cada uno de los contaminantes individuales en estudio (SO₂, NO_x, Partículas y CO₂). En estas relaciones aparecen las fronteras de Pareto de todas las combinaciones estudiadas donde interviene el contaminante que se trate como objetivo a optimizar junto con los costes, pero también aparecen las relaciones de ese contaminante con el coste de aquellas optimizaciones realizadas para otro de los restantes objetivos. Esto se ha hecho así para ver el efecto que se consigue en un determinado contaminante cuando se realizan todas las posibles combinaciones de optimización multiobjetivo. Con todas estas relaciones representadas en una gráfica se complica el obtener conclusiones, por lo que se han representado también sólo los puntos de mínimos objetivos y las denominadas soluciones de compromiso, de forma separada, para todas las optimizaciones realizadas con el mismo criterio explicado. De esta manera se pueden sacar, de forma más o menos sencilla, algunas conclusiones sobre el caso particular en estudio:

- Se puede observar que la mayoría de las fronteras de Pareto aglomeran los óptimos encontrados en una franja muy cercana al mínimo valor de las emisiones con las que se realiza la optimización. Esto puede deberse a la forma de las curvas de las emisiones, así como a las de costes, por lo que depende de cada sistema y de los grupos que intervienen en las soluciones óptimas encontradas. De cualquier forma, esta representación lo que nos indica es que se pueden conseguir reducciones importantes de emisiones sólo dando un poco de peso a las emisiones que compiten con los costes.
- Estudio de los puntos de mínimas emisiones:
 - Para todos los contaminantes en estudio, la solución óptima lleva asociados unos incrementos elevados en los costes con respecto a otras posibles soluciones óptimas de otros objetivos, en los que se consiguen reducciones importantes del contaminante considerado, pero con incrementos inferiores de los costes. Esto puede dar lugar a un rechazo de su utilización en la práctica. Aquí se podría utilizar aquella expresión que dice: “Lo mejor es enemigo de lo bueno”, ya que utilizar una solución algo peor que la mejor con respecto al contaminante en estudio, puede dar lugar a una solución más equilibrada entre la reducción de la emisión de ese contaminante y el incremento de los costes asociados.
 - Para todos los contaminantes en estudio, hay tres optimizaciones multiobjetivo que dan lugar a unos resultados de emisiones más “equilibrados” entre costes y emisiones. Éstas son las correspondientes a las optimizaciones multiobjetivo “Costes + SO₂ + NO_x”, “Costes + SO₂ + NO_x + Partículas” y “Costes + NO_x + Partículas”. Sólo en el caso del estudio del CO₂ los multiobjetivos “Costes + CO₂” y “Costes + Consumo Combustible” compiten con estos tres.
 - Para todos los contaminantes en estudio, hay dos optimizaciones multiobjetivo que dan lugar a los peores resultados. Estas son las correspondientes a las optimizaciones multiobjetivo “Costes

+ CO₂” y “Costes + Consumo Combustible”. Sólo no se da este caso para el estudio del CO₂, donde estos multiobjetivos están entre las soluciones más equilibradas.

- Estudio de las soluciones de compromiso:
 - Para el caso de las soluciones de compromiso, la situación es similar a la comentada para los puntos de mínimas emisiones. Aunque los resultados se suavizan, siguen habiendo soluciones muy cercanas en reducción de emisiones, pero con menos incremento de costes. Esto no se cumple en el caso de las Partículas, donde la solución más “equilibrada” entre costes y emisiones de partículas es precisamente la que surge de la optimización multiobjetivo “Costes + Emisiones de Partículas”.
 - Para todos los contaminantes en estudio, las optimizaciones multiobjetivo que dan lugar a unos resultados de emisiones más “equilibrados” entre costes y emisiones son diferentes a las vistas para las mínimas emisiones. En este caso se trata de las correspondientes a las optimizaciones multiobjetivo “Costes + SO₂ + Partículas” y “Costes + Partículas”. Sólo en el caso del estudio del CO₂ estos multiobjetivos tienen menos reducciones de emisiones. En este caso, compiten como soluciones más equilibradas los multiobjetivos de “Costes + CO₂”, “Costes + Consumo Combustible”, “Costes + SO₂ + NO_x + Partículas” y “Costes + NO_x + Partículas”.
 - Para todos los contaminantes en estudio, siguen dando los peores resultados las optimizaciones multiobjetivo “Costes + CO₂” y “Costes + Consumo Combustible”. Sólo no se da este caso para el estudio del CO₂, donde estos multiobjetivos están entre las soluciones más equilibradas.

Hay que decir que este mismo estudio que se hace con las soluciones de compromiso se puede hacer para cualquier punto que se elija de la frontera de Pareto. El tomador de decisiones, mediante la observación de las fronteras de Pareto o por iniciativa propia, puede plantear utilizar un punto diferente. Para ello, no habría más que representar ese punto, identificado por el porcentaje de importancia o “peso” que se le dé a los costes (factor de peso, ω) con respecto a los otros objetivos, para sacar conclusiones de la solución más adecuada y buscar el mejor equilibrio entre las reducciones de emisiones y el incremento de los costes.

- En la comparativa realizada entre los resultados obtenidos con el software desarrollado y con los valores reales equivalentes del día elegido para el estudio, se observa que la solución de mínimo coste obtenida con el software es mejor que la real llevada a cabo en el día en estudio.
- Las reducciones son importantes, pero hay que tener en cuenta que la realidad casi siempre está afectada por muchos aspectos difíciles de predecir con certeza, como es la variabilidad de la demanda y de las energías renovables, por lo que es mucho más correcto comparar las soluciones que se han obtenido entre sí, para ver el efecto que la optimización multiobjetivo ocasiona con respecto a la solución de mínimo coste. Como es lógico, al ser objetivos antagónicos, hay un incremento de los costes en todas las optimizaciones de las emisiones. En el caso más conservador de la solución de compromiso, se puede observar que se llegan a reducciones del 13,13% en Partículas o del 6,56% en NO_x. Si se consideran las tres emisiones conjuntas, SO₂ + NO_x + Partículas, la reducción máxima que se consigue es del 4,93%. Las emisiones de CO₂ se reducen en un 1,26%. Estas reducciones no son espectaculares, pero son un añadido más a tener en cuenta en la reducción de emisiones.
- Otra manera de analizar estas reducciones es plantearse qué representan las mismas con respecto a los valores de cada uno de los grupos. Es decir, para conseguir las mismas reducciones de emisiones en un grupo en particular ¿qué porcentaje equivalente debe reducirse? Haciendo la comparativa de las máximas reducciones de cada tipo de emisión con respecto a los valores del grupo con mayor valor de la emisión correspondiente, con el objeto de utilizar los valores más conservadores, se puede observar que, visto de esta manera, las reducciones son bastante más importantes, llegando a valores en las soluciones de compromiso del 26,82% en Partículas o del 13,30% en NO_x. Si se consideran las

8. Conclusiones y líneas futuras

tres emisiones conjuntas, $\text{SO}_2 + \text{NO}_x + \text{Partículas}$, la reducción máxima que se consigue es del 13,91%. Las emisiones de CO_2 se reducen en un 2,93%. Y esto con un incremento máximo en los costes del 0,24%.

Aunque, como ya se mencionó al principio de esta Tesis, los esfuerzos en reducir las emisiones se han basado (y se siguen basando) en mejoras tecnológicas a aplicar en los grupos de generación, además de todas aquellas mejoras que se puedan conseguir sustituyendo las energías llamadas tradicionales por las denominadas renovables o “limpias”, es importante recalcar que se pueden conseguir reducciones más o menos significativas, en los sistemas eléctricos de potencia, simplemente aplicando criterios de organización de la producción basados en metodologías multiobjetivo como la expuesta en esta Tesis.

A este respecto, hay que comentar que, desde el punto de vista del fabricante de grupos de generación térmica, incluir equipamiento de reducción de emisiones lleva consigo un incremento en los costes de producción y, por tanto, en el precio de venta de los mismos. Desde el punto de vista del comprador (la empresa de generación eléctrica) se produce una elevación en el precio de compra. Y desde el punto de vista del cliente final, que compra la energía, esto termina también repercutiendo, porque el productor de energía que ha comprado este grupo tiene que recuperar la inversión realizada, y esto no queda otro remedio que se haga a través de la facturación al cliente final. Además, para la empresa de generación eléctrica, instalar equipos de reducción de emisiones lleva consigo la elevación de los costes de mantenimiento y, en algunos casos, de los costes operativos, al incluir determinados fungibles o consumibles que deben ser utilizados mientras la unidad generadora esté en funcionamiento. Esto también acaba repercutiendo en la facturación al cliente final. Por todo esto, conseguir reducciones de emisiones sin tener que hacer inversión alguna sino, como hemos visto, mediante una adecuada organización de la producción que optimice conjuntamente los costes y las emisiones, puede ser una alternativa o una ayuda que merecería la pena valorar.

8.2. Líneas futuras

La consideración de un caso real concreto puede dejar abiertos algunos aspectos que, quizás, debieran ser contemplados en otros casos, con otras restricciones o situaciones operativas y/u otras consideraciones legales o medioambientales diferentes. A continuación se concretan algunas vías de desarrollo futuro en el tema tratado en esta Tesis, considerando diferentes aspectos.

8.2.1. Incorporación de otras características reales en el algoritmo de resolución

Ahondando en lo dicho anteriormente, y con el fin de hacer más genérico el algoritmo desarrollado, es conveniente incluir determinadas consideraciones que no se han tenido en cuenta en el caso real en estudio. Por ejemplo, considerar expresiones no sólo cuadráticas para las ecuaciones de caracterización de los costes de combustible de funcionamiento y de las emisiones, incluir la optimización de las pérdidas en la red de transporte, incluir la optimización de la seguridad del sistema o incluir la estocasticidad de la demanda o de las energías renovables.

8.2.1.1. Características de costes y emisiones no cuadráticas.

Hay que decir que en el algoritmo desarrollado e implementado para esta Tesis se ha tenido en cuenta la posibilidad de tener expresiones de caracterización de las emisiones del tipo exponencial (ver Sección 6.1). Expresiones que, aunque no se han considerado en el caso real en estudio, ya están implementadas en el algoritmo y, por tanto, no se incluirán en este apartado.

Sin embargo, en muchas de las publicaciones relacionadas con la asignación de unidades (UC), el despacho económico de cargas (ED) o el despacho económico y de emisiones (EED) se menciona el caso de unidades de generación cuya función característica tiene una parte senoidal que explica el funcionamiento conocido como “puntos de válvula”.

Los grandes generadores de turbinas de vapor, por lo general, tienen una serie de válvulas de admisión de vapor que se abren secuencialmente para incrementar gradualmente la potencia generada. Los niveles de carga en los que se abre una nueva válvula de admisión de vapor se llaman “puntos de válvula”. En estos niveles de carga se producen discontinuidades en las curvas de costes y en las curvas de costes incrementales como resultado del fuerte aumento de las pérdidas en las válvulas. Al aumentar la carga de la unidad entre dos puntos de válvula, las pérdidas se van reduciendo al ir abriendo cada vez más la válvula, por lo que el consumo de combustible aumenta, pero el consumo incremental va disminuyendo entre los puntos de apertura de cualquiera de las dos válvulas. Esto produce un efecto de ondulación en la curva de consumo de la unidad que se expresa matemáticamente añadiendo un término senoidal a la función de costes del tipo cuadrática [387, 388]. Además, da lugar a una característica de consumo de combustible incremental de tipo discontinuo. Y también aumenta la no linealidad del espacio de búsqueda, así como el número de mínimos locales de la solución del problema, lo que representa un incremento del grado de dificultad del problema de optimización, convirtiéndolo en un problema de optimización no lineal y no convexo [56, 201, 389].

La función que representa los costes de combustible de funcionamiento para cada uno de los generadores, en este caso es:

$$F_{cf_i}(P_i^t) = a_i + b_i P_i^t + c_i P_i^{t^2} + |d_i \sin[e_i(P_i^{min} - P_i^t)]| \quad (7.1)$$

donde:

- $F_{cf_i}(P_i^t)$: es el coste de combustible de funcionamiento de la unidad i , en €/h, a la potencia P_i^t , en la hora t .
- a_i, b_i, c_i : son los coeficientes de costes de combustible de funcionamiento de la unidad i , en €/h, €/MWh y €/MW²h, respectivamente.
- d_i, e_i : son los coeficientes de costes de combustible de funcionamiento considerando el efecto de los puntos de válvula de la unidad i , en €/h y rad/MW, respectivamente.

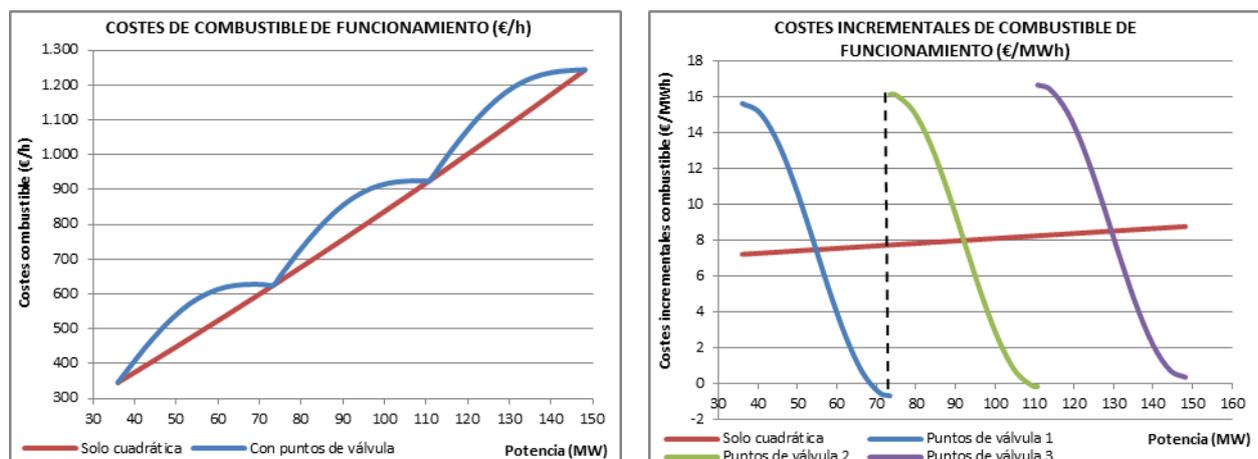


Figura 8.1. Gráficas típicas de los costes y los costes incrementales, de combustible, cuando la expresión de los costes de combustible es sólo cuadrática y cuando incorpora puntos de válvula.

En la primera gráfica de la Figura 8.1 se puede ver la representación típica cuadrática del coste de combustible de funcionamiento y el efecto de los puntos de válvula sobre el coste de combustible [307]. Se

observa que existe un punto de inflexión cada vez que comienza a abrirse una válvula (puntos de contacto con la curva cuadrática) que coincide con la apertura total de la anterior. En la segunda gráfica de la Figura 7.1 se observa con más claridad las discontinuidades existentes en estos puntos de válvula al representar los costes incrementales [307]; así como la representación típica cuadrática da lugar a una curva de coste incremental en forma de recta, la curva con el efecto de los puntos de válvula da una representación discontinua en tres tramos, correspondientes, cada uno de ellos, a cada una de las válvulas en su proceso de apertura para subir la potencia de generación. Ejemplos de utilización de esta representación de las funciones de costes se pueden encontrar en [56, 259, 272, 321, 325, 326, 330, 332, 342, 390 – 394].

8.2.1.2. Pérdidas de potencia en las líneas de transporte.

En el caso real considerado no se han tenido en cuenta las pérdidas en las líneas de transporte, ya que la propia legislación establece que el despacho económico debe realizarse considerando cada sistema eléctrico aislado como nudo único. Por otro lado, en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP) la demanda se calcula siempre como la suma de las producciones de los grupos generadores en barras de central. No obstante, en otros sistemas, la demanda se calcula en base a las estimaciones de las empresas distribuidoras, que son las que traspasan al Operador del Sistema las necesidades de sus clientes, para que aquel lleve a cabo el despacho de los grupos necesarios para cubrir estas necesidades. De hecho, hay también un tratamiento de los desvíos de estas previsiones de consumo que los penaliza, con el fin de que las empresas distribuidoras soporten los sobrecostes de producción ocasionados por dichos desvíos. Por ello, con el fin de contemplar también las pérdidas en la red de transporte entre la generación y el consumo, es necesario tenerlas en cuenta en la formulación del problema, como una mejora al algoritmo desarrollado.

El valor exacto de las pérdidas en un sistema eléctrico se obtiene a través de la solución del flujo de potencia en el sistema, para lo que hay desarrollos matemáticos concretos. No obstante, hay una aproximación muy utilizada que usa la fórmula de pérdidas de Kron, que representa las pérdidas en función de las potencias de generación de las unidades generadoras [395]. Así, para el balance de potencia, la restricción que debe aplicarse para considerar las pérdidas es:

$$\sum_{i=1}^N P_i^t = L^t + PT^t \quad (7.2)$$

donde:

L^t : es la demanda de potencia (MW) del sistema eléctrico en la hora t .

PT^t : son las pérdidas de transporte (MW) del sistema eléctrico en la hora t . Estas pérdidas se obtienen de forma aproximada a través de la fórmula cuadrática de Kron siguiente:

$$PT = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^N B_{0i} P_i + B_{00} \quad (7.3)$$

siendo:

B_{ij} : los coeficientes de pérdidas de transmisión del término cuadrático. Se trata de una matriz de orden (N, N) .

P_i, P_j : las potencias de generación de las unidades i y j , en MW, respectivamente.

B_{0i} : el elemento i del vector de coeficientes de pérdidas de transmisión del término lineal. Es una matriz de orden $(1, N)$.

B_{00} : el coeficiente de pérdidas de transmisión del término constante.

En prácticamente todos los artículos de referencia que figuran en la bibliografía de esta Tesis se lleva a cabo la optimización considerando las opciones con pérdidas y sin pérdidas de transmisión en la red de transporte, por lo que se puede consultar en cualquiera de ellos.

8.2.1.3. Estocasticidad en la demanda

En el caso real considerado en esta Tesis se ha supuesto que la demanda de potencia horaria es conocida y fija. En la práctica, sin embargo, esto no suele ser así, ya que la demanda de un día concreto se prevé normalmente en función de históricos de sus propios valores reales y de temperaturas, llevándose a cabo la estimación en base a las temperaturas esperadas del día concreto y del tipo de día que se trate (laboral, sábado, domingo, festivo, víspera de festivo o algún evento especial tipificado). Esto puede ser llevado a cabo por el Operador del Sistema en los sistemas regulados, como es el caso de los SENP, o por medio de los distribuidores en cada una de las zonas que tengan que suministrar, y que al final deben aportar también al Operador del Sistema, en otros tipos de sistemas como los de mercado. En cualquier caso, se trata de estimaciones, por lo que la demanda de energía puede variar de una manera estocástica en torno a una distribución media. Por lo tanto, se requiere un algoritmo para resolver los problemas de asignación de unidades bajo incertidumbres. Esto da lugar a tener otro objetivo añadido, como es reducir al mínimo el riesgo de no cumplir "variaciones" razonables en la distribución de la demanda estimada.

En estos casos, la demanda de energía se considera como una variable aleatoria y las desviaciones esperadas de la demanda darían lugar también a desviaciones de generación por parte de las unidades generadoras, que podrían a sí mismo ser tratadas como estocásticas.

Algunos enfoques estocásticos incluyen las desviaciones de costes como consecuencia de los desajustes entre la producción prevista y la demanda real en la formulación de la función objetivo [396], y la conversión de modelos estocásticos en sus equivalentes deterministas tomando sus valores esperados y formulando el problema como la minimización de costes y emisiones más el objetivo adicional de la desviación esperada entre las potencias de los generadores y la demanda de carga (demanda de carga insatisfecha) [397-399].

Otros enfoques se basan en el concepto de fiabilidad, asumiendo que las variables de decisión, como las potencias de los generadores, tienen una distribución normal con una determinada desviación estándar, llegando a reformular las funciones objetivos considerando los valores principales y sus desviaciones estándar, tanto en los costes como en las emisiones [294].

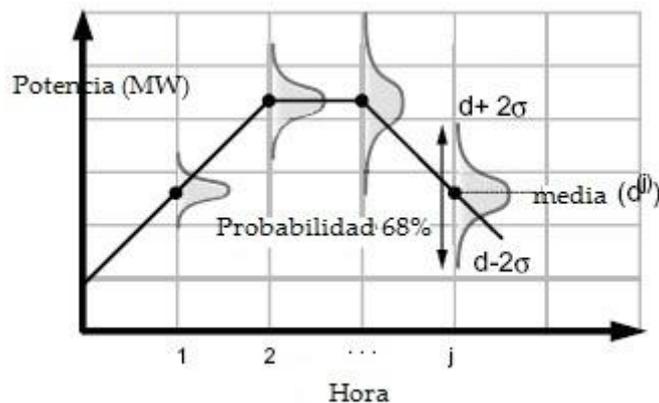


Figura 8.2. Ejemplo de demanda que varía según una distribución normal.

En otros casos, para tener en cuenta las incertidumbres de la demanda de energía, se define una distribución estocástica de la demanda, de conformidad con un modelo de previsión de demanda. Georgopoulou and Giannakoglou [400] asumen que la demanda horaria sigue una distribución normal con una media y una varianza conocidas, de tal manera que el riesgo de no cubrir las posibles variaciones de la demanda se incluye como otro objetivo en el problema EED. La Figura 8.2 muestra como la demanda de energía en la hora j , por ejemplo, varía estocásticamente según una distribución normal con media correspondiente al valor de la demanda esperada $d^{(j)}$ y varianza σ .

8.2.1.4. Estocasticidad en la generación renovable

En el caso real considerado en esta Tesis, se ha supuesto que la energía renovable existente es conocida y fija, por lo que los grupos térmicos son despachados para cubrir el resto de demanda que no es cubierta por esta generación renovable (eólica y fotovoltaica, fundamentalmente).

Sin embargo, también existe una cierta incertidumbre en los sistemas de energía debido a la integración a gran escala de los recursos renovables como la solar, eólica, etc., que, de por sí, son energías difíciles de predecir y, por tanto, aleatorias o estocásticas.

La generación de una turbina eólica, por ejemplo, varía con diversas variables, tales como la potencia nominal máxima, velocidades de viento mínima y máxima de funcionamiento, la eficiencia del generador, la densidad del aire y la velocidad del viento, tanto en valor como en dirección.

Por tanto, uniendo la alta penetración eólica, que actualmente se tiene en los sistemas eléctricos, con la naturaleza estocástica de la velocidad del viento, da lugar a un problema de incertidumbres relacionados con los costes y las emisiones asociadas, ya que el incremento o disminución de la energía eólica llevará consigo una reducción o incremento de costes y los consiguientes incrementos o reducciones de emisiones, respectivamente. Por otro lado, las fluctuaciones estocásticas en la energía eólica también aumentan el riesgo en la operación del sistema eléctrico, teniendo en cuenta los requisitos necesarios de reserva rodante del sistema, sobre todo de la reserva primaria, que es la única que puede contrarrestar las variaciones tan rápidas de las variaciones de energía eólica.

Zhu et al. [318], por ejemplo, modelan la naturaleza estocástica de la energía eólica con la función de distribución de probabilidad de Weibull, y Masters [401] considera la incertidumbre de la generación eólica como una restricción del sistema con variables estocásticas.

Chedid et al. [402] incluyen, en la función de costo, el coste de operación de las unidades térmicas, junto con las plantas de energía eólica, y el coste del desequilibrio, debido a la falta de correspondencia entre las salidas de energía actuales y las programadas, de las plantas de energía eólica.

También se han desarrollado modelos para incluir los generadores eólicos en el problema de despacho económico, considerando factores tanto de sobreestimación como de subestimación de la energía eólica disponible [403 - 405].

Jin et al. [406] presentaron un modelo para resolver el problema de optimización económico – medioambiental incorporando la energía eólica, considerando también factores de sobreestimación y subestimación de la energía eólica disponible, y su efecto sobre los costes y las emisiones. La incertidumbre de la generación eólica la tratan como una restricción más, teniendo como objetivo obtener una óptima asignación de generadores convencionales y eólicos de entre todos los generadores disponibles.

Todos estos desarrollos incluyen el coste de funcionamiento de las unidades térmicas convencionales y de las plantas eólicas, así como el coste del desequilibrio debido a la falta de correspondencia entre las generaciones eólicas reales y programadas, pero no tienen en cuenta la energía solar.

Abul'Wafa [300] desarrolla el despacho estocástico económico y de emisiones de un sistema de generación híbrido térmico-eólico-fotovoltaico, considerando factores de sobreestimación y subestimación de las energías eólicas y fotovoltaicas, utilizando las denominadas Funciones de Densidad de Probabilidad (Probability Density Functions, PDFs) de la energía eólica y del "índice de claridad" de la irradiación solar, para modelar las energías eólicas y fotovoltaicas, respectivamente. La velocidad del viento horaria la modela mediante la función de densidad de probabilidad de Weibull con el fin de obtener una función de densidad de probabilidad de la generación eólica, y la irradiación solar horaria la modela mediante la función de densidad de probabilidad del índice de claridad [407] con el fin de obtener una función de densidad de probabilidad de la generación fotovoltaica.

8.2.1.5. Energía hidráulica de bombeo

El costo de operación de las centrales hidroeléctricas es relativamente bajo, ya que el agua se considera un recurso renovable y la emisión no es un gran problema en el sistema hidroeléctrico.

Dado que en los SENP canarios está previsto, en los próximos años, la creación de instalaciones de hidro-bombeo en algunas de las islas, es muy interesante incluir estas instalaciones en el algoritmo de resolución de la optimización económico-medioambiental de los sistemas, donde se prevea la existencia de los mismos. De hecho, en la isla de El Hierro se ha puesto en marcha muy recientemente (junio de 2015) una instalación hidroeléctrica de bombeo, única en el mundo.

Incluir grupos hidráulicos en el problema de optimización de costes y emisiones supone considerar una serie de restricciones adicionales como el balance de reserva de agua, los límites de capacidad, los ratios de descarga y la disponibilidad de agua inicial y final [328].

La inclusión de instalaciones hidráulicas de bombeo con embalses limitados lleva consigo un análisis adicional en sistemas donde el coste y las emisiones durante el día y la noche tienen muy poca diferencia, ya sea por tratarse de sistemas muy pequeños donde sólo existe un tipo de generadores, y todos ellos con curvas de costes y emisiones muy parecidas, o porque la legislación no permite el bombeo con energía proveniente de grupos térmicos exclusivamente.

8.2.2. Mejora de las curvas características de las emisiones

Como se ha comentado en el Capítulo 4, no hay unas curvas oficiales representativas de las emisiones de los grupos del sistema de estudio, ni de ninguno de los sistemas eléctricos de los SENP, ni de ningún otro sistema conocido. Por ello, en esta Tesis, se han contruido las del SEP de Gran Canaria, a través de las medidas reales tomadas en los grupos por la empresa Unión Eléctrica de Canarias.

No obstante, estas mediciones proceden, en algunos casos, de mediciones en continuo, en cuyo caso se dispone de los valores medios horarios, pero en otros casos, proceden de mediciones semestrales a una carga determinada, todas en un entorno cercano al 70% de la máxima carga disponible de la unidad generadora.

Lo ideal, al igual que se hace con las curvas de consumo de combustible, sería llevar a cabo unas pruebas oficiales con los criterios necesarios para obtener unas curvas representativas de las emisiones lo más fiables posibles, de tal manera que los posibles resultados que se pudieran obtener de la optimización multiobjetivo de costes y emisiones fuera lo más fiel posible a la realidad del parque de generación existente.

Esto no es fácil, y en la actualidad tampoco es económico, ya que en la legislación actual, cualquier prueba que se haga en un grupo de generación de los SENP, será retribuida muy por debajo de lo que normalmente se retribuye. Es por ello, que es muy difícil que la empresa propietaria de estos grupos asuma estos sobrecostes, salvo que venga como una disposición estatal, en cuyo caso sí sería reconocida la retribución integral de los costes operativos.

8.2.3. Aplicación a otros sistemas eléctricos

Es obvio que las conclusiones que se pueden sacar de la optimización económica y medioambiental en un sistema eléctrico concreto no tienen por qué ser extrapolables, directamente, a otros sistemas eléctricos, ya que las características de cada uno de los sistemas es totalmente diferente al resto.

En Canarias, Tenerife forma un sistema eléctrico muy similar al de Gran Canaria, pero las características del parque de producción no es exactamente igual, aunque las demandas son muy parecidas. El resto de sistemas de Canarias son muy diferentes a estos dos, habiendo menos tecnologías diferentes de

grupos generadores y particularidades muy específicas, como es el caso del sistema eléctrico interconectado de Lanzarote y Fuerteventura. Otro caso muy distinto es el sistema eléctrico de El Hierro, donde el hecho de contar con una instalación hidroeléctrica de bombeo la hace completamente diferente a cualquier otro sistema eléctrico existente; además, se une el hecho de ser una isla muy pequeña con unas demandas muy pequeñas también y con una sola tecnología de generación: grupos diésel.

En otros sistemas eléctricos aislados, como los sistemas eléctricos baleares, existen tecnologías diferentes, como grupos de carbón o ciclos combinados de configuración 3+1. Se da la circunstancia, también, que la isla de Mallorca está unida a la península por medio de un cable submarino, por lo que lo hace un sistema también muy diferenciado.

En fin, aplicar la metodología aplicada en esta Tesis en otros sistemas reales podría ayudar a sacar conclusiones más definitivas que apoyen a las que aquí se han obtenido.

8.2.4. Desarrollos relacionados con la modificación de la legislación

Como se puede ver en la redacción de esta Tesis, la legislación con respecto a la operación de los sistemas extrapeninsulares y la retribución de sus costes ha sufrido muchos cambios en los últimos 5 años, motivados fundamentalmente por la crisis que ha afectado a toda Europa. Tales han sido los cambios, que el modelo de funcionar en estos sistemas mediante costes reconocidos se ha convertido en un modelo que busca la mejora continua de la eficiencia. Esto ha llevado a considerar muchos cambios en la legislación al respecto así como a la redefinición de parámetros operativos y de costes.

Como ejemplo de estos cambios está el recientemente aprobado Real Decreto 738/2015, de 31 de julio [408], que deroga la siguiente normativa vigente hasta entonces: Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre [2], Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo [3], y Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo [4], en las que se basa toda la formulación de la retribución de las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

En el área medioambiental también está cambiando la legislación, aunque para los sistemas eléctricos aislados de pequeño tamaño hay directrices que no comienzan a aplicar hasta el año 2020, pero a medida que vayan aconteciendo, será necesario ver la repercusión que tienen en la formulación utilizada.

Referencias

- [1] LEY 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico; publicado en BOE núm. 285, de 28 de noviembre de 1997; referencia BOE-A-1997-25340.
- [2] REAL DECRETO 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; publicado en BOE núm. 311, de 29 de diciembre de 2003; referencia BOE-A-2003-23756.
- [3] ORDEN ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; publicado en BOE núm. 77, de 31 de marzo de 2006; referencia BOE-A-2006-5807.
- [4] ORDEN ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; publicado en BOE núm. 77, de 31 de marzo de 2006; referencia BOE-A-2006-5808.
- [5] RESOLUCIÓN de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; publicado en BOE núm. 129, de 31 de mayo de 2006; referencia BOE-A-2006-9613.
- [6] RESOLUCIÓN de 3 de agosto de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento, para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; publicado en BOE núm. 202, de 23 de agosto de 2012; referencia BOE-A-2012-11090.
- [7] RESOLUCIÓN de 29 de agosto de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba la lista de grupos que habrán de someterse a las pruebas de rendimiento para instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- [8] ORDEN ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; publicado en BOE núm. 145, de 15 de junio de 2010; referencia BOE-A-2010-9417.
- [9] RESOLUCIÓN de 4 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos de los combustibles del segundo semestre de 2011 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales de determinados combustibles del año 2012 en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; publicado en BOE núm. 304, de 19 de diciembre de 2012; referencia BOE-A-2012-15330.
- [10] RESOLUCIÓN de 27 de mayo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del segundo semestre de 2010 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para el año 2011 y los precios de los combustibles provisionales del primer semestre de 2011 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.; publicado en BOE núm. 134, de 6 de junio de 2011; referencia BOE-A-2011-9785.
- [11] RESOLUCIÓN de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre

- de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.; publicado en el BOE núm. 36, de 11 de febrero de 2015; referencia BOE-A-2015-1319.
- [12] RESOLUCIÓN de 20 de enero de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se actualizan los parámetros de los diferentes componentes del coste variable de generación de las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2011.
- [13] REAL DECRETO LEY 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista; publicado en BOE núm. 78, de 31 de marzo de 2012; referencia BOE-A-2012-4442.
- [14] REAL DECRETO LEY 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.; publicado en BOE núm. 168, de 14 de julio de 2012; referencia BOE-A-2012-9364.
- [15] RESOLUCIÓN de 7 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el valor unitario de garantía de potencia anual GPOTn(i) correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2011; publicado en BOE núm. 64, de 16 de marzo de 2011; referencia BOE-A-2011-4850.
- [16] RESOLUCIÓN de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) P.O.-3.1; P.O.-3.2; P.O.-9 y P.O.-14.4 y los procedimientos de operación de los Sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) P.O. SEIE-1 P.O. SEIE-2.2; P.O. SEIE-3.1; P.O. SEIE-7.1; P.O. SEIE-7.2; P.O. SEIE-8.2; P.O. SEIE-9 y P.O. SEIE-2.3 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica; publicado en BOE núm. 191, de 10 de agosto de 2012; referencia BOE-A-2012-10690.
- [17] DIRECTIVA 96/61/CE DEL CONSEJO de 24 de septiembre de 1996, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación; referencia DO L 257 de 10.10.1996.
- [18] LEY 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación; publicado en BOE núm. 157, de 2 de julio de 2002; referencia BOE-A-2002-12995.
- [19] DIRECTIVA 2008/1/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 15 de enero de 2008, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación; referencia DO L 24 de 29.01.2008.
- [20] DIRECTIVA 2010/75/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación); referencia DO L 334 de 17.12.2010.
- [21] LEY 5/2013, de 11 de junio, por la que se modifican la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación y la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados; publicado en BOE núm. 140, de 12 de junio de 2013; referencia BOE-A-2013-6270.
- [22] REAL DECRETO 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.; publicado en BOE núm. 251, de 19 de octubre de 2013; referencia BOE-A-2013-10949.
- [23] REAL DECRETO 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire; publicado en BOE núm. 25, de 29 de enero de 2011; referencia BOE-A-2011-1645.
- [24] DECRETO 20/2004, de 2 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento Orgánico de la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación Territorial; publicado en BOC núm.525, de 16 de marzo de 2004.
- [25] DECRETO 182/2006, de 12 de diciembre, por el que se determinan el órgano ambiental competente y el procedimiento de autorización ambiental integrada; publicado en BOC núm.246, de 21 de diciembre de 2006.

- [26] RESOLUCIÓN N^o 5 de la Viceconsejería de Medio Ambiente de la Consejería de Educación, Universidades y Sostenibilidad, de 8 de enero de 2014, por la que se actualiza la Autorización Ambiental Integrada de la instalación denominada "Central Térmica de Jinámar", ubicada en Piedra Santa, T.M. Las Palmas de Gran Canaria, cuyo titular es "Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U." (Expte. Núm. AAI-016-LP/002-2013).
- [27] RESOLUCIÓN N^o 6 de la Viceconsejería de Medio Ambiente de la Consejería de Educación, Universidades y Sostenibilidad, de 8 de enero de 2014, por la que se actualiza la Autorización Ambiental Integrada de la instalación denominada "Central Térmica de Barranco de Tirajana", ubicada en los Llanos de Juan Grande, T.M. San Bartolomé de Tirajana, isla de Gran Canaria, cuyo titular es "Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U." (Expte. Núm. AAI-007-LP/003-2013).
- [28] REAL DECRETO 430/2004, de 12 de marzo, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo; publicado en BOE núm. 69, de 20 de marzo de 2004; referencia BOE-A-2004-5117.
- [29] ORDEN ITC/1389/2008, de 19 de mayo, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x y, partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión, el control de los aparatos de medida y el tratamiento y remisión de la información relativa a dichas emisiones; publicado en BOE núm. 124, de 22 de mayo de 2008; referencia BOE-A-2008-8842.
- [30] ORDEN PRE/77/2008, de 17 de enero, por la que se da publicidad al Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión existentes; publicado en BOE núm. 24, de 28 de enero de 2008; referencia BOE-A-2008-1467.
- [31] LEY 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera; publicado en BOE núm. 275, de 16 de noviembre de 2007; referencia BOE-A-2007-19744.
- [32] REAL DECRETO 100/2011, de 28 de enero, por el que se actualiza el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y se establecen las disposiciones básicas para su aplicación; publicado en BOE núm. 25, de 29 de enero de 2011; referencia BOE-A-2011-1643.
- [33] RESOLUCIÓN de 30 de abril de 2013, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 12 de abril de 2013, por el que se aprueba el Plan Nacional de Calidad del Aire y Protección de la Atmósfera 2013-2016: Plan Aire; publicado en BOE núm. 123, de 23 de mayo de 2013; referencia BOE-A-2013-5428.
- [34] Plan Nacional de Calidad del Aire y Protección de la Atmósfera 2013-2016: Plan AIRE; http://www.magrama.gob.es/imagenes/es/PLAN%20AIRE%202013-2016_tcm7-271018.pdf
- [35] ORDEN de 1 de febrero de 2008, por la que se aprueba la zonificación para la evaluación de la calidad del aire en la Comunidad Autónoma de Canarias; publicado en BOC núm.34, de 15 de febrero de 2008.
- [36] ORDEN de 17 de diciembre de 2008, por la que se aprueba el Plan de Actuación de Calidad del Aire de la Comunidad Autónoma de Canarias; publicado en BOC núm.7, de 13 de enero de 2009.
- [37] Plan de Actuación de Calidad del Aire de la Comunidad Autónoma de Canarias; <http://www.gobiernodecanarias.org/cmayero/medioambiente/calidadambiental/calidaddelaire/documentos.html>
- [38] Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Naciones Unidas 1992; FCCC/INFORMAL/84* GE.05-62301 (S) 220705
- [39] Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Naciones Unidas 1998; FCCC/INFORMAL/83* GE.05-61702 (S) 130605
- [40] Tercer Informe de Evaluación del IPCC: Cambio Climático 2001; http://www.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml

- [41] Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático 2013-2020; <http://www.magrama.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contr-el-cambio-climatico/la-union-europea/>
- [42] LEY 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero; publicado en BOE núm. 59, de 10 de marzo de 2005; referencia BOE-A-2005-3941.
- [42] LEY 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo; publicado en BOE núm. 163, de 6 de julio de 2010; referencia BOE-A-2010-10706.
- [43] REGLAMENTO (UE) N° 601/2012 DE LA COMISIÓN, de 21 de junio de 2012, sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo; referencia DO L 181 de 12.07.2012.
- [44] RESOLUCIÓN N° 36 de la Viceconsejería de Medio Ambiente de la Consejería de Educación, Universidades y Sostenibilidad, de 16 de enero de 2013, por la que se otorga a la empresa Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero para las actividades de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW de la instalación denominada Central Térmica de Jinámar, localizada en el término municipal de Las Palmas de Gran Canaria, isla de Gran Canaria, y se deja sin efecto la autorización de emisión de gases de efecto invernadero concedida a la citada instalación mediante orden del Consejero de Medio Ambiente y Ordenación Territorial N° 470, de 28 de diciembre de 2009. (GEI-06-LP/001-2012).
- [45] RESOLUCIÓN N° 34 de la Viceconsejería de Medio Ambiente de la Consejería de Educación, Universidades y Sostenibilidad, de 16 de enero de 2013, por la que se otorga a la empresa Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero para las actividades de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW de la instalación denominada Central Térmica de Barranco de Tirajana, localizada en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana, isla de Gran Canaria, y se deja sin efecto la autorización de emisión de gases de efecto invernadero concedida a la citada instalación mediante orden del Consejero de Medio Ambiente y Ordenación Territorial N° 476, de 28 de diciembre de 2009. (GEI-04-LP/001-2012).
- [46] EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2013. Technical guidance to prepare national emission inventories. © European Environment Agency, 2013. ISBN 978-92-9213-403-7; ISSN 1725-2237.
- [47] Inventarios Nacionales de Emisiones a la Atmósfera 1990-2012. Volumen 2 (Versión no Confidencial): Análisis por Actividades Emisoras de la Nomenclatura SNAP-97. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Secretaría de Estado de Medio Ambiente. Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural. Subdirección General de Calidad del Aire y Medio Ambiente Industrial. Mayo 2014. http://www.magrama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/01_Combusti%C3%B3n_en_la_producci%C3%B3n_y_transformaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_-_VNC_tcm7-219781.pdf.
- [48] Rebennack S., Pardalos P., Pereira M. V. F., Iliadis N. A. "Handbook of power systems". Springer-Verlag Berlin Heidelberg; 2010.
- [49] Georgopoulou C. A., Giannakoglou K. C. "Metamodel-assisted evolutionary algorithms for the unit commitment problem with probabilistic outages". Appl. Energy 2010; 87:1782–92.
- [50] Baslis C., Papadakis E. S., Bakirtziz A. G. "Simulation of optimal medium-term hydro-thermal system operation by grid computing". IEEE Trans. Power Syst. 2009; 24:1208–17.
- [51] Thorin E., Brand H., Weber C. "Long-term optimization of cogeneration systems in a competitive market environment". Appl. Energy 2005; 81:152–69.

- [52] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg and Gerald B. Sheblé. "Power generation, operation, and control", third edition, 2013.
- [53] G. Damousis, A. G. Bakirtzis and P. S. Dokopoulos "A solution to the unit-commitment problem using integer-coded genetic algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1165–1172, May 2004.
- [54] J. P. S. Catalão, S. J. P. S. Mariano, V. M. F. Mendes and L. A. F. M. Ferreira. "Short-term scheduling of thermal units: emission constraints and trade-off curves". *Euro. Trans. Electr. Power* 2008; 18:1–14.
- [55] Basu M. "An interactive fuzzy satisfying method based on evolutionary programming technique for multiobjective short-term hydrothermal scheduling". *Electr. Power Syst. Res.* 2004; 69:277–86.
- [56] Arnel Glotić, Aleš Zamuda. "Short-term combined economic and emission hydrothermal optimization by surrogate differential evolution". *Applied Energy* 141 (2015) 42–56.
- [57] A. I. Cohen, V. Brandwajn and S. K. Chang, "Security constrained unit commitment for open markets", in *Proc. 21st Power Ind. Comput. Applicat.* 1999, pp. 39–41.
- [58] Farhat A., El-Hawary M. E. "Optimization methods applied for solving the short term hydrothermal coordination problem". *Electr. Power Syst.* 2009:1308–20.
- [59] Moussouni F., Tran T. V., Brisset S., Brochet P. "Optimization methods". 2007-05-30, http://l2ep.univ-lille1.fr/come/benchmarktransformer_fichiers/Method_EE.htm
- [60] R. H. Kerr, J. L. Scheidt, A. J. Fontana, and J. K. Wiley, "Unit commitment", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-85, pp. 417–421, May 1966.
- [61] K. Hara, M. Kimura, and N. Honda, "A method for planning economic unit commitment and maintenance of thermal power systems", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-85, pp. 427–436, May 1966.
- [62] R. M. Burns and C. A. Gibson, "Optimization of priority lists for a unit commitment program", in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting*, 1975.
- [63] F. N. Lee, "Short-term unit commitment—a new method", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, pp. 421–428, May 1988.
- [64] R. R. Shoults, S. K. Chang, S. Helmick and W. M. Grady, "A practical approach to unit commitment, economic dispatch and savings allocation for multiple-area pool operation with import/export constraints", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-99, pp. 625–635, Mar./Apr. 1980.
- [65] F. N. Lee, "The application of commitment utilization factor (CUF) to thermal unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, pp. 691–698, May 1991.
- [66] F. N. Lee and Q. Feng, "Multi-area unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, pp. 591–599, May 1992.
- [67] T. Senjyu, K. Shimabukuro, K. Uezato and T. Funabashi, "A fast technique for unit commitment problem by extended priority list", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 882–888, May 2003.
- [68] T. Senjyu et al., "Emerging solution of large-scale unit commitment problem by stochastic priority list", *Electric Power Systems Research*, vol. 76, pp. 283–92, 2006.
- [69] Singhal P. K., Sharma R. N. "Dynamic programming approach for large scale unit commitment problem". In: *Proceedings of International Conference on Communication Systems and Network Technologies*. Katra, Jammu, 2011, 714–717
- [70] R. Nieva, A. Inda and J. Frausto, "CHT: a digital computer package for solving short term hydro-thermal coordination and unit commitment problems", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-1, pp. 168–174, Aug. 1986.

- [71] W. L. Snyder Jr., H. D. Powell Jr. and J. C. Rayburn, "Dynamic programming approach to unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 2, pp. 339–347, May 1987.
- [72] F. N. Lee, J. Huang and R. Adapa, "Multi-area unit commitment via sequential method and a DC power flow network model", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 279–287, Feb. 1994.
- [73] J. D. Guy, "Security constrained unit commitment", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-90, pp. 1385–1389, May/June 1971.
- [74] C. Li, R. B. Johnson, A. J. Svoboda, C. Tseng and E. Hsu, "A robust unit commitment algorithm for hydro-thermal optimization", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, pp. 1051–1056, Aug. 1998.
- [75] P. G. Lowery, "Generating unit commitment by dynamic programming", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-85, pp. 422–426, May 1966.
- [76] H. H. Happ, R. C. Johnson and W. J. Wright, "Large scale hydro-thermal unit commitment-method and results", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-90, pp. 1373–1384, Aug. 1971.
- [77] C. K. Pang, G. B. Sheble, and F. Albu, "Evaluation of dynamic programming based methods and multiple area representation for thermal unit commitments", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-100, pp. 1212–1218, Mar. 1981.
- [78] W. J. Hobbs, G. Hermon, S. Warner and G. B. Sheble, "An enhanced dynamic programming approach for unit commitment", *IEEE Power Eng. Rev.*, p. 70, Aug. 1988.
- [79] C. L. Chen and S. L. Chen, "Short-term unit commitment with simplified economic dispatch", *Elect. Power Syst. Res.*, pp. 115–120, June 1991.
- [80] Y. Y. Hsu, C. C. Su, C. C. Liang, C. J. Lin and C. T. Huang, "Dynamic security constrained multi-area unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, pp. 1049–1055, Aug. 1991.
- [81] C. Li, R. B. Johnson and A. J. Svoboda, "A new unit commitment method", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 113–119, Feb. 1997.
- [82] S. Sen and D. P. Kothari, "Evaluation of benefit of inter-area energy exchange of the Indian power systems based on multi-area unit commitment approach", *Elect. Mach. Power Syst.*, vol. 26, pp. 801–813, 1998.
- [83] T. K. Siu, G. A. Nash and Z. K. Shawwash, "A practical hydro dynamic unit commitment and loading model", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, pp. 301–306, May. 2001.
- [84] Voorspools K. R., D'haeseleer W. D. "Long-term unit commitment optimization for large power systems: unit decommitment versus advanced priority listing", *Appl. Energy* 2003; 76:157–67.
- [85] T. Logenthiran, "Formulation of Unit Commitment (UC) Problems and Analysis of Available Methodologies Used for Solving the Problems", *IEEE ICSET 2010*
- [86] Amit Bharadwaj, Vikram Kumar Kamboj. "Dynamic Programming Approach in Power System Unit Commitment", *International Journal of Advanced Research and Technology*, Issue 2, Volume, June 2012.
- [87] Land A. H., Doig A. G. "An automatic method of solving discrete programming problems". *Econometrica*, 1960, 28(3): 497–520
- [88] G. S. Lauer, N. R. Sandell Jr., N. R. Bertsekas, and T. A. Posbergh, "Solution Of large scale optimal unit commitment problems", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, pp. 79–96, Jan. 1982.
- [89] A. I. Cohen and M. Yoshimura, "A branch-and-bound algorithm for unit commitment", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102, pp. 444–451, Feb. 1983.
- [90] K. Y. Huang, H. T. Yang, and C. L. Huang, "A new thermal unit commitment approach using constraint logic programming", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, pp. 936–945, Aug. 1998.

- [91] Chang G. W., Tsai Y. D., Lai C. Y., Chung J. S. "A practical mixed integer linear programming based approach for unit commitment". In: *Proceedings of IEEE Power Engineering Society General Meeting*. Piscataway, USA, 2004, 221–225
- [92] T. S. Dillon, K. W. Edwin, H. D. Kochs and R. J. Taud, "Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-97, pp. 2154–2166, Nov./Dec. 1978.
- [93] G. B. Sheble and G. N. Fahd, "Unit commitment literature synopsis", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 128–135, Feb. 1994.
- [94] Delarue E., D'haeseleer W. "Adaptive mixed-integer programming unit commitment strategy for determining the value of forecasting". *Appl. Energy* 2008; 85:171–81.
- [95] Yang Y., Wang J., Zhai Q., Guan X. "Subhourly unit commitment with feasible energy delivery constraints". *Appl Energy* 2012; 89(96):245–52.
- [96] Blanco F.R., Arroyo J.M., Alguacil N. "Consumer payment minimization under uniform pricing: a mixed-integer linear programming approach". *Appl. Energy* 2014; 114:676–86.
- [97] H. Daneshi, A. L. Choobbari, S. M. Shahidehpour and Z. Li, "Mixed integer programming method to solve security constrained unit commitment with restricted operating zone limits", *IEEE Conference on EIT*, pp.187-192, 2008.
- [98] M. Carrion and J. M. Arroyo, "A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1371–1378, 2006.
- [99] A. Frangioni, C. Gentile, and F. Lacalandra, "Tighter approximated MILP formulations for unit commitment problems", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 105–113, Feb. 2009.
- [100] K. P. Wong and Y. W. Wong, "Short term hydro thermal scheduling part I: simulated annealing approach", *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, vol. 141, pp. 497–501, 1994.
- [101] U. D. Annakkage, T. Numnonda and N. C. Pahalawaththa, "Unit commitment by parallel simulated annealing", *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, vol. 142, pp. 595–600, 1995.
- [102] A. H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid, S. Z. Selim, "A simulated annealing algorithm for unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, pp. 197–204, Feb. 1998.
- [103] Wong S. Y. W. "An enhanced simulated annealing approach to unit commitment". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 1998, 20(5): 359–368
- [104] Purushothama G. K., Jenkins L. "Simulated annealing with local search - A hybrid algorithm for unit commitment". *IEEE Transactions on Power Systems*, 2003, 18(1): 273–278
- [105] D. N. Simopoulos, S. D. Kavatza, and C. D. Vournas, "Unit commitment by an enhanced simulated annealing algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 1, pp. 68–76, Feb. 2006.
- [106] Simopoulos D. and Contaxis G. "Unit commitment with ramp rate constraints using the simulated annealing algorithm", *IEEE MELECON 2004*: 2004:845.
- [107] E. Handschin and E. Slomski, "Unit commitment in thermal systems with long-term energy constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, pp. 1470–1477, Nov. 1990.
- [108] N. R. Jimenez and A. J. Conejo, "Short-term hydro thermal coordination by Lagrangian Relaxation: Solution to the dual problem", in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting*, 1998.
- [109] S. Ruzic and N. Rajakovic, "A new approach for solving extended unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, pp. 269–277, Feb. 1991.

- [110] S. Virmani, E. C. Adrian, K. Imhof, and S. Muhherjee, "Implementation of a Lagrangian based unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, pp. 1373–1380, Nov. 1989.
- [111] A. I. Cohen and S. H. Wan, "A method for solving the fuel constrained unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PWRS-2, pp. 608–614, Aug. 1987.
- [112] R. Nieva, A. Inda, and I. Guillen, "Lagrangian reduction of search-range for large-scale unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PWRS-2, pp. 465–473, May 1987.
- [113] S. K. Tong and S. M. Shahidehpour, "Combination of Lagrangian-Relaxation and linear-programming approaches for fuel-constrained unit commitment problems", *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, vol. 136, pp. 162–174, May 1989.
- [114] A. Merlin and P. Sandrin, "A new method for unit commitment at Electricite De France", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102, pp. 1218–1225, Aug. 1983.
- [115] K. Aoki, M. Itoh, T. Satoh, K. Nara and M. Kanezashi, "Optimal long-term unit commitment in large scale systems including fuel constrained thermal and pumped-storage hydro", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, pp. 1065–1073, Aug. 1989.
- [116] K. Aoki, T. Satoh and M. Itoh, "Unit commitment in large scale power systems including fuel constrained thermal and pumped storage hydro", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PWRS-2, pp. 1077–1084, May 1987.
- [117] F. Zhuang and F. D. Galiana, "Toward a more rigorous and practical unit commitment by Lagrangian Relaxation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, pp. 763–773, May 1988.
- [118] C. Wang and S. M. Shahidehpour, "Ramp-rate limits in unit commitment and economic dispatch incorporating rotor fatigue effect", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 1539–1545, Aug. 1994.
- [119] H. Ma and S. M. Shahidehpour, "Unit commitment with transmission security and voltage constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, pp. 757–764, May 1999.
- [120] S. Takriti and J. R. Birge, "Using integer programming to refine Lagrangian-based unit commitment solutions", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, pp. 151–156, Feb. 2000.
- [121] C. P. Cheng, C. W. Liu and C. C. Liu, "Unit commitment by Lagrangian Relaxation and genetic algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, pp. 707–714, May 2000.
- [122] Rong A., Lahdelma R. "An effective heuristic for combine heat-and-power production planning with power ramp constraints". *Appl. Energy* 2007; 84:307–25.
- [123] W. Ongsakul and N. Petcharak, "Unit commitment by enhanced adaptive Lagrangian relaxation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 620–628, Feb. 2004.
- [124] Mori H., Hayashi T. "An efficient method for capacitor placement with parallel tabu search". In: *Proceedings of the 1997 International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*. Seoul, Korea, 1997, 387–391
- [125] Mori H., Hayashi T. "New parallel tabu search for voltage and reactive power control in power systems". In: *Proceedings of IEEE ISCAS'98*. Monterey, USA, 1998, 431–434
- [126] Mori H., Matsuzaki O. "A parallel tabu search approach to unit commitment in power systems". In: *Proceedings of IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics*. Tokyo, Japan, 1999, 509–514
- [127] A. H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid, and S. Z. Selim, "Unit commitment by Tabu search", *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, vol. 145, no. 1, pp. 56–64, Jan. 1998.
- [128] H. Mori and O. Matsuzaki, "Embedding the priority into Tabu search for unit commitment", in *Proc. IEEE Winter Meeting*, 2000.

- [129] H. Mori and T. Usami, "Unit commitment using tabu search with restricted neighborhood", in *Proc. Intell. Syst. Applicat. Power Syst.*, 1996, pp. 422–427.
- [130] A. Rajan, C. C. Mohan and M. R. Manivannan, "Neural based tabu search method for solving unit commitment problem", in *Proc. 5th Int. Conf. Power Syst. Manage. Contr.*, 2002, pp. 180–185.
- [131] W. M. Lin, F. S. Cheng and M. T. Tsay, "An improved tabu search for economic dispatch with multiple minima", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 108–112, Feb. 2002.
- [132] A. H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid, and S. Z. Selim, "Unit commitment by Tabu search", *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, vol. 145, no. 1, pp. 56–64, Jan. 1998.
- [133] A. H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid, S. Z. Selim, "Integrating genetic algorithms, Tabu search and simulated annealing for the unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, pp. 829–836, Aug. 1999.
- [134] A. H. Mantawy, S. A. Soliman, and M. E. El-Hawary, "A new tabu search algorithm for the long-term hydro scheduling problem", in *Proc. Large Eng. Syst. Conf. Power Eng.*, June 2002, pp. 29–34.
- [135] Rajan C. C. A., Mohan M.R. "An evolutionary programming based Tabu search method for solving the unit commitment problem", *IEEE Trans Power Syst.*, Vol. 19, No. 1, pp. 577–85, Feb. 2004.
- [136] M. Madrigal and V. H. Quintana, "An interior-point/cutting-plane method to solve unit commitment problems", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, pp. 1022–1027, Aug. 2000.
- [137] E. Castillo and E. Alvarez, "Expert Systems: Uncertainty and Learning", U.K.: Computational Mechanics Publications, 1991.
- [138] K. P. Wong and K. Doan, "Artificial intelligence algorithm for daily scheduling of thermal generators", *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, vol. 138, no. 6, pp. 518–534, 1991.
- [139] N. P. Padhy and S. R. Paranjothi, "Application of expert system for short-term unit commitment problem", in *Proc. Nat. Syst. Conf.*, Agra, India, Jan. 1995, pp. 443–447.
- [140] F. N. Lee and Q. Chen, "Unit commitment risk with sequential rescheduling", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, pp. 1017–1023, Aug. 1991.
- [141] X. Guan, P. B. Luh, and H. Yan, "An optimization based method for unit commitment", *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 9–17, Feb. 1992.
- [142] Ouyang and S. M. Shahidehpaur. "An Intelligent Dynamic Programming for Unit Commitment Application", *IEEE Transaction on Power System*, vol. 6, pp. 1203-1209, Aug. 1991.
- [143] S. Li, S. M. Shahidehpour and C. Wang, "Promoting the application of expert systems in short-term unit commitment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, pp. 286–292, Mar. 1993.
- [144] X. Bai and S. M. Shahidehpour, "Extended neighborhood search algorithm for constrained unit commitment", *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 19, no. 5, pp. 349–356, 1997.
- [145] S. Mukhtari, J. Singh and B. Wollenberg, "A unit commitment expert system", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, pp. 272–277, Feb. 1988.
- [146] Ouyang Z., Shahidehpour S M. "Short-term unit commitment expert system". *Electric Power Systems Research*, 1990, 20(1): 1–13
- [147] S. K. Tong and S. M. Shahidehpour, "Hydro thermal unit commitment with probabilistic constraints using segmentation method", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, pp. 276–282, Feb. 1990.
- [148] M. S. Salam, A. R. Abdul-Razak Hamdan, and K. M. Khalid Mohamed Nor, "Integrating an expert system into a thermal unit-commitment algorithm," *Proc. Inst. Elect. Eng. C*, vol. 138, pp. 553–559, Nov. 1991.

- [149] K. D. Lee, J. T. Day, B. L. Cooper and E. W. Gibbons, "A global optimization method for scheduling thermal generation, hydro generation, and economy purchase", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102, pp. 1983–1986, July 1983.
- [150] M. Mazumdar and A. Kapoor, "Stochastic models for power generation system production costs", *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 35, pp. 93–100, 1995.
- [151] N. P. Padhy, "A new fuzzy expert decision making approach for unit commitment with reliable risk reserve and emission constraints", *J. Energy Environment*, vol. 1, pp. 25–36, Nov. 1999.
- [152] N. P. Padhy, V. R. Ramachandran and S. R. Paranjothi, "Fuzzy decision system for unit commitment risk analysis", *Int. J. Power Energy Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 180–185, 1999.
- [153] S. Takriti, J. R. Birge and E. Long, "A stochastic model for the unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, pp. 1497–1508, Aug. 1996.
- [154] S. K. Tong and S. M. Shahidehpour, "Hydro thermal unit commitment with probabilistic constraints using segmentation method", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, pp. 276–282, Feb. 1990.
- [155] D. Zhai, A. M. Breipohl, F. N. Lee and R. Adapa, "The effect of load uncertainty on unit commitment risk", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 510–517, Feb. 1994.
- [156] S. Saneifard, N. R. Prasad and H. A. Smolleck, "A fuzzy logic approach to unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 988–995, May 1997.
- [157] H. Sasaki, M. Watanabe, J. Kubokawa, N. Yorina and R. Yokoyama, "A solution method of unit commitment by artificial neural network", in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting*, 1991.
- [158] H. Sasaki, M. Watanabe and R. Yokoyama, "A solution method of unit commitment by artificial neural networks", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, pp. 974–981, Aug. 1992.
- [159] C. Wang, S. M. Shahidehpour, "Effects of ramp-rate limits on unit commitment and economic dispatch", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, pp. 1341–1350, Aug. 1993.
- [160] M. P. Walsh and M. J. O'Malley, "Augmented Hopfield network for unit commitment and economic dispatch", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 1765–1774, Nov. 1997.
- [161] R. H. Liang and F. C. Kang, "Thermal generating unit commitment using an extended mean field annealing neural network", *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, vol. 147, pp. 164–170, May 2000.
- [162] Kurban M., Filik U. B. "Unit commitment scheduling by using the autoregressive and artificial neural network models based short-term load forecasting". In: *Proceedings of 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. Rincon, USA, 2008, 1–5
- [163] Salam S. "Unit commitment solution methods". *Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology*, 2007, 26: 320–325
- [164] N. S. Sisworahardjo and A. A. El-Kaib, "Unit commitment using ant colony search algorithm", in *Proc. 2002 Large Eng. Syst. Conf. Power Eng.*, 2002, pp. 2–6.
- [165] S. J. Huang, "Enhancement of hydroelectric generation scheduling using ant colony system based optimization approaches", *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 16, pp. 296–301, Sept. 2001.
- [166] Simon S. P., Padhy N. P., Anand R. S. "An ant colony system approach for unit commitment problem", *EPES* 2006; 28:315.
- [167] S. O. Orero and M. R. Irving, "Large Scale Unit Commitment Using a Hybrid Genetic Algorithm", *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 19. No. 1, pp. 45-55, 1997.
- [168] Y. R. Sood, N. P. Padhy and H. O. Gupta, "Discussion on optimal power flow by enhanced genetic algorithms", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, p. 1219, Aug. 2003.

- [169] G. B. Sheble et al., "Unit commitment by genetic algorithm with penalty methods and a comparison of Lagrangian search and genetic algorithm economic dispatch example", *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 18, no. 6, pp. 339–346, Feb. 1996.
- [170] P. C. Yang, H. T. Yang and C. L. Huang, "Solving the unit commitment problem with a genetic algorithm through a constraint satisfaction technique", *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 37, pp. 55–65, 1996.
- [171] S. O. Orero and M. R. Irving, "A genetic algorithm for generator scheduling in power systems", *Elect. Power Energy Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 19–26, 1996.
- [172] D. Dasgupta and D. R. McGregor, "Thermal unit commitment using genetic algorithms", *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, vol. 141, pp. 459–465, Sept. 1994.
- [173] T. T. Maifeld and G. B. Sheble, "Genetic-based unit commitment algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, pp. 1359–1370, Aug. 1996.
- [174] H. Yang, P. Yang and C. Huang, "A parallel genetic algorithm approach to solving the unit commitment problem: implementation on the transputer networks", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 661–668, May 1997.
- [175] A. Rudolf and R. Bayrleithner, "A genetic algorithm for solving the unit commitment problem of a hydro-thermal power systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, pp. 1460–1468, Nov. 1999.
- [176] K. S. Swarup and S. Yamashiro, "Unit commitment solution methodology using genetic algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 87–91, Feb. 2002.
- [177] Ma R., Huang Y. M., Li M. H. "Unit commitment optimal research based on the improved genetic algorithm". In: *Proceedings of 2011 International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation*. Shenzhen, China, 2011, 291–294
- [178] Abookazemi K., Mustafa M. W. "Unit commitment optimization using improved genetic algorithm". In: *Proceedings of IEEE Bucharest Power Technology Conference, Bucharest, Romania, 2009*, 1–6
- [179] Subbaraj P., Rengaraj R., Salivahanan S. "Enhancement of combined heat and power economic dispatch using self adaptive real-coded genetic algorithm". *Appl Energy* 2009; 86(6):915–21.
- [180] Wang J. J., Jing Y. Y., Zhang C.F. "Optimization of capacity and operation for CCHP system by genetic algorithm". *Appl Energy* 2010; 87:1325–35.
- [181] Butala D., Velušček D., Papa G. "Empirical convergence analysis of genetic algorithm for solving unit commitment problem". In: *Bioinspired optimization methods and their applications*; 2014. p. 127–40.
- [182] Sun L., Zhang Y., Jiang C., "A matrix real-coded genetic algorithm to the unit commitment problem", *EPSR* 2006; 76:716.
- [183] Atashpaz-Gargari E., Hashemzadeh F., Lucas C. "Imperialist competitive algorithm: An algorithm for optimization inspired by imperialistic competition". In: *Proceedings of IEEE Congress on Evolutionary Computation*. Singapore, 2007, 4661–4667
- [184] H. T. Yang, P. C. Yang and C. L. Huang, "Evolutionary programming based economic dispatch for units with non smooth fuel cost functions", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, pp. 112–118, Feb. 1996.
- [185] K. A. Juste, H. Kita, E. Tanaka and J. Hasegawa, "An evolutionary programming solution to the unit commitment problem", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, pp. 1452–1459, Nov. 1999.
- [186] H. Chen and X. Wang, "Cooperative coevolutionary algorithm for unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, pp. 128–133, Feb. 2002.

- [187] P. Venkatesh, R. Gnanadass and N. P. Padhy, "Comparision and application of evolutionary programming techniques to combined economic emission dispatch with line flow constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 688–692, May 2003.
- [188] Basu M. "An interactive fuzzy satisfying method based on evolutionary programming technique for multiobjective short-term hydrothermal scheduling". *Electr. Power Syst. Res.* 2004; 69:277–86.
- [189] Gitizadeh M., Vahed A. A., Aghaei J. "Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms". *Appl Energy* 2013; 101:655–66.
- [190] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle swarm optimization", *Proc. IEEE Int. Conf. Neural Networks*, 1995, Vol. IV, pp. 1942-1948.
- [191] Sun C., Lu S. "Short-term combined economic emission hydrothermal scheduling using improved quantum-behaved particle swarm optimization". *Expert Syst. Appl.* 2010; 37:4232–41.
- [192] Niknam T., Firouzi B. B., Ostadi A. "A new fuzzy adaptive particle swarm optimization for daily Volt/Var control in distribution networks considering distributed generators". *Appl. Energy* 2010; 87:1919–28.
- [193] Sun C., Lu S. "Short-term combined economic emission hydrothermal scheduling using improved quantum-behaved particle swarm optimization". *Expert Syst. Appl.* 2010; 37:4232–41.
- [194] Storn R., Price K. "Differential evolution – a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces". *J. Global Optim.* 2009; 11:341–59.
- [195] Das S., Suganthan P. N. "Differential evolution: a survey of the state-of-the-art". *IEEE Trans. Evol. Comput.* 2011; 15(1):4–31.
- [196] Glotić A., Pihler J., Kitak P., Tičar I. "Kriging assisted determination of the optimal geometry and covering material for a bushing shield". In: *14th Biennial IEEE conference on electromagnetic field computation (CEFC)*; 2010. p. 1.
- [197] Glotić A., Kitak P., Pihler J., Tičar I. "Parallel self-adaptive differential evolution algorithm for solving short-term hydro scheduling problem". *IEEE Trans. Power Syst.* 2014; 29:2347–58.
- [198] Glotić A., Kitak P., Pihler J., Tičar I. "Optimization of hydro energy storage plants by using differential evolution algorithm". *Energy* 2014; 77:97–107.
- [199] Neri F., Tirronen V. "Recent advances in differential evolution: a survey and experimental analysis". *Artif. Intell. Rev.* 2010; 33(1–2):61–106.
- [200] Brest J., Greiner S., Bošković B., Mernik M., Žumer V. "Self-adapting control parameters in differential evolution: a comparative study on numerical benchmark problems". *IEEE Trans. Evol. Comput.* 2006; 10(6):646–57.
- [201] Lu Y., Zhou J., Qin H., Li Y., Zhang Y. "An adaptive hybrid differential evolution algorithm for dynamic economic dispatch with valve-point effects". *Expert Syst. Appl.* 2010; 37:4842–9.
- [202] Rajabioun, R. "Cuckoo optimization algorithm", *Appl. Soft Comput.*, 2011, 1, (8), pp. 5508–5518.
- [203] J. Ebrahimi, S. H. Hosseinian and G. B. Gharehpetian, "Unit commitment problem solution using shuffled frog leaping algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 573–581, May 2011.
- [204] Eusuff M. M., Lansey K. E., Pasha F. "Shuffled frog-leaping algorithm: A memetic meta-heuristic for discrete optimization". *Engineering Optimization*, 2006, 38(2): 129–154
- [205] S. P. K. Babu, Farid Ghani and Fadzli Mohd Salleh, "Micro genetic Algorithm Application in Block Transmission Systems", *International Conference on Electronic Design*, December 1-3, 2008, Penang, Malaysia

- [206] Jorge E. Mandoza, A. Morales, Rodrigo A. Lopez, Enrique A. Lopez, Claude Vannier, A. Coello, "Multiobjective location of automatic voltage regulators in a radial distribution network using a Micro Genetic Algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 1, pp. 404- 412, February 2007.
- [207] A. Manish Gupta, B. Shazia Haque, "Unit Commitment Using Micro Genetic Algorithm", *Engineering (NUiCONE)*, 2012 Nirma University International Conference on 6-8 Dec. 2012, 1 – 6
- [208] Y. W. Jeong, J. B. Park, J. R. Shin, and K. Y. Lee, "A thermal unit commitment approach using an improved quantum evolutionary algorithm", *Elect. Power Compon. Syst.*, vol. 37, no. 7, pp. 770–786, Jul. 2009.
- [209] T. W. Lau, C. Y. Chung, K. P. Wong, T. S. Chung, and S. L. Ho, "Quantum-inspired evolutionary algorithm approach for unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1503–1512, Aug. 2009.
- [210] L. Spector, H. Barnum, H. J. Bernstein and N. Swamy, "Finding a better-than-classical quantum AND/OR algorithm using genetic programming", in *Proc. 1999 Congr. Evolutionary Computation*, Piscataway, NJ, Jul. 1999, vol. 3, pp. 2239–2246, IEEE Press.
- [211] M. Moore and A. Narayanan, "Quantum-Inspired Computing", Dept. Comput. Sci., Univ. Exeter. Exeter, U.K., 1995.
- [212] A. Narayanan and Moore, "Quantum-inspired genetic algorithms", in *Proc. IEEE Int. Conf. Evolutionary Computation*, Japan, 1996, pp. 61–66.
- [213] K. H. Han and J. H. Kim, "Quantum-inspired evolutionary algorithm for a class of combinatorial optimization", *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 6, no. 6, pp. 580–593, Dec. 2002.
- [214] J. G. Vlachogiannis and K. Y. Lee, "Quantum-inspired evolutionary algorithm for real and reactive power dispatch", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 4, pp. 1627–1636, Nov. 2008.
- [215] Lee K., Geem Z. "A new meta-heuristic algorithm for continuous engineering optimization: harmony search theory and practice". *Comput. Method Appl. Mech. Eng.* 2005; 194(36–38):3902–33.
- [216] Khorram E., Jaberipour M. "Harmony search algorithm for solving combined heat and power economic dispatch problems". *Energy Convers Manage* 2011; 52(2):1550–4.
- [217] Coelho L. S., Mariani V.C. "An improved harmony search algorithm for power economic load dispatch". *Energy Convers Manage* 2009; 50(10):2522–6.
- [218] Erol O. K., Eksin I. "New optimization method: Big Bang–Big Crunch". *Adv. En.g Softw.* 2006; 37:106–111
- [219] Labbi Y., Ben Attous D. "Big Bang–Big Crunch optimization algorithm for economic dispatch with valve-point effect". *J. Theor. Appl. Inf. Technol.* 2010; 6:48–56
- [220] N. P. Padhy. V. R. Ramchandran and S. R. Paranjothi. "Validation and Verification of Fuzzy-Expert System: An Application to Short-Term Unit Commitment Problem", *Proceeding of the International Conference on Electrical Engineering*. China. August 1996. Vo1.2. pp.1070-1073.
- [221] N. P. Padhy, V. R. Ramchandran and S. R. Paranjothi, "A Hybrid Fuzzy-Neural Network Expert System for Short-Term Unit Commitment Problem," *International Journal of Microelectronics and Reliability*, vol. 37, no. 5, pp. 733–737, 1997.
- [222] P. P. J. Van Den Bosch and G. Honderd, "A Solution of the Unit Commitment Problem via Decomposition and Dynamic Programming," *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, pp. 1684–1690, July 1985.
- [223] S. O. Orero and M. R. Irving, "Large Scale Unit Commitment Using a Hybrid Genetic Algorithm", *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 19. No. 1, pp. 45-55, 1997.
- [224] H. Li, P. Chen, and H. Huang, "Fuzzy Neural Intelligence Systems". Boca Raton, FL: CRC, 2001.

- [225] N. P. Padhy, "Hybrid Models for Unit Commitment Problems", Ph.D. dissertation, Anna Univ., Chennai, India, 1997.
- [226] Ouyang and S. M. Shahidehpour. "A Multi-Stage Intelligent System for Unit Commitment", *IEEE Transaction on Power System*. vol. 7, pp. 639-646, May. 1992.
- [227] Withironprasert K., Chusanapiputt S., Nualhong D., Jantarang S., Phoomvouthisarn S. "Hybrid ant system/priority list method for unit commitment problem with operating constraints". In: *Proceedings of IEEE International Conference on Industrial Technology*. Gippsland, Australia, 2009, 1-6
- [228] Sum-im T., Ongsakul W. "Ant colony search algorithm for unit commitment". In: *Proceedings of 2003 IEEE International Conference on Industrial Technology*. Maribor, Slovenia, 2003, 72-77
- [229] Yu D. R., Wang Y. Q., Guo R. "A Hybrid Ant Colony Optimisation Algorithm based lambda iteration method for unit commitment. In: *Proceedings of IEEE Second WRI Global Congress on Intelligence Systems*. Wuhan, China, 2010, 19-22
- [230] Zhang X. H., Zhao J. Q., Chen X. Y. "A hybrid method of Lagrangian relaxation and genetic algorithm for solving UC problem". In: *Proceedings of International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*. Nanjing, China, 2009, 1-6
- [231] Kumar S. S., Palanisamy V. "A new dynamic programming based Hopfield neural network to unit commitment and economic dispatch". In: *Proceedings of IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2006, 887-892
- [232] Z. Ouyang and S. M. Shahidehpour. "A Hybrid Artificial Neural Network-Dynamic Programming Approach to Unit Commitment", *IEEE Transaction on Power System*, vol. 7. pp. 236-242. Feb. 1992.
- [233] Z. Ouyang and S.M. Shahidehpour. "A Multi-Stage Intelligent System For Unit Commitment", *IEEE Transaction on Power System*. vol. 7, pp. 639-646, May. 1992
- [234] Lal Raja Singh R., Christoper Asir Rajan C. "A hybrid approach based on EP and PSO for proficient solving of unit commitment problem". *Indian Journal of Computer Science and Engineering*, 2011, 2(3): 281-294
- [235] Chang W. P., Luo X. J. "A solution to the unit commitment using hybrid genetic algorithm". In: *Proceedings of 2008 IEEE Region 10 Conference*, Hyderabad, India, 2008, 1-6
- [236] Alshareef A. "An application of artificial intelligent optimization techniques to dynamic unit commitment for the western area of Saudi Arabia". In: *Proceedings of 3rd International Conference on Computational Intelligence, Communication Systems and Networks*, Bali, Indonesia, 2011, 17-21
- [237] Y. W. Jeong, J. B. Park, S. H. Jang and K. Y. Lee, "A new quantum-inspired binary PSO: Application to unit commitment problems for power systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1486-1495, Aug. 2010.
- [238] Mantawy A. H., Abdel-Magid Y. L. "A new fuzzy unit commitment model and solution". In: *Proceedings of 14th Power System Computation Conference (14th PSCC)*, Sevilla, Spain, 2002, 1-6
- [239] C. C. Su and Y. Y. Hsu, "Fuzzy dynamic programming: an application to unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, pp. 1231-1237, Aug. 1991.
- [240] Nascimento F. R., Silva I. C., Oliveira E. J., Dias B. H., Marcato A. L. M. "Thermal unit commitment using improved ant colony optimization algorithm via Lagrange multipliers". In: *2011 IEEE Conference on Power Technology*, Trondheim 2011, 1-5
- [241] Kumar C., Alwarsamy T. "A novel algorithm unit commitment problem by a fuzzy tuned particle swarm optimization". *European Journal of Scientific Research*, 2011, 64(1): 157-167
- [242] Dimitroulas D. K., Georgilakis P. S. "A new memetic algorithm approach for the price based unit commitment problem". *Applied Energy*, 2011, 88(12): 4687-4699

- [243] J. Valenzuela and A. E. Smith, "A seeded memetic algorithm for large unit commitment problems", *J. Heurist.*, vol. 8, pp. 173–195, 2002.
- [244] Chandrasekaran K., Simon S. P. "Binary/real coded particle swarm optimization for unit commitment problem". In: *Proceedings of International Conference on Power, Signals, Controls and Computation (EPSCICON)*. Kerala, India, 2012, 1–6
- [245] S. J. Huang and C. L. Huang, "Application of genetic-based neural network to thermal unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 654–660, May 1997.
- [246] A. H. Mantawy, Yousnef L., Abdel-Magid and Shakri Z. Selim, "Integrating Genetic Algorithms, Tabu Search And Simulated Annealing For The Unit Commitment Problem", *IEEE Transaction on Power System*, vol. 14, pp. 829-836. Aug. 1999.
- [247] N. P. Padhy, "Unit commitment using hybrid models: a comparative study for dynamic programming, expert system, fuzzy system and genetic algorithms", *Elect. Power Energy Syst.*, vol. 23, pp. 827–836, 2000.
- [248] L. S. Coelho and V. C. Mariani, "Particle swarm approach based on quantum mechanics and harmonic oscillator potential well for economic load dispatch with valve-point effects," *Energy Convers. Manage.*, vol. 49, no. 11, pp. 3080–3085, Nov. 2008.
- [249] S. L. Sabat, L. S. Coelho and A. Abraham, "MESFET DC model parameter extraction using quantum particle swarm optimization", *Microelectron. Reliab.*, vol. 49, no. 6, pp. 660–666, Jun. 2009.
- [250] J. Sun, W. Fang, D. Wang and W. Xu, "Solving the economic dispatch problem with a modified quantum-behaved particle swarm optimization method", *Energy Convers. Manage.*, vol. 50, no. 12, pp. 2967–2975, Dec. 2009.
- [251] Yun-Won Jeong, Jong-Bae Park, Se-Hwan Jang and Kwang Y. Lee, "A New Quantum-Inspired Binary PSO: Application to Unit Commitment Problems for Power Systems" *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 3, August 2010.
- [252] Cheng C. P., Liu C. W., Liu C. C. "Unit commitment by Lagrangian relaxation and genetic algorithm". *IEEE Trans Power Syst.*, Vol. 15, No. 2, pp. 707–14, May 2000.
- [253] Sriyanyong P., Song Y. H., "Unit commitment using particle swarm optimization combined with Lagrange relaxation", *PES GM 2005*.
- [254] Victoire T. A. A., Jeyakumar A. E., "Unit commitment by a Tabu-search based hybrid optimization technique", *IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib.* Vol. 152, No. 4, pp. 563–74, July 2005.
- [255] Attaviriyanyupap P., Kita H., Tanaka E., Hasegawa J., "A hybrid LR-EP for solving new profit based UC under competitive environment", *IEEE Trans Power Syst.*, Vol. 18, No. 1, pp. 229–37, Feb. 2003.
- [256] Jin Y., Olhofer M. and B. Sendhoff. "Dynamic Weighted Aggregation for Evolutionary Multi-Objective Optimization: Why Does It Work and How?" *Proc. Genetic and Evolutionary Computation Conf. (GECCO 2001)*.
- [257] Srikrishna K. and Palanichamy C., "Economic thermal power dispatch with emission constraint", *Journal of The Institution of Engineers (India)*, Vol. 72, pp. 11–18, April 1991.
- [258] R. Balamurugani and S. Subramaniani, "A Simplified Recursive Approach to Combined Economic Emission Dispatch"; *Electric Power Components and Systems*, 36:17–27, 2008
- [259] Gjorgiev B., Cepin M. "A multi-objective optimization based solution for the combined economic–environmental power dispatch problem". *Eng. Appl. Artif. Intell.* 2012; 26(1):417–29.
- [260] Yaşar C., Temurtaş H., Özyön S. "Differential evolution algorithm applied to environmental economic power dispatch problems consisting of thermal units". In: *6th National conference on electrical and electronics engineering (ELECO 2010)*, proceeding, vol. 1, 2–5 December, Bursa, Turkey; 2010. p. 108–12.

- [261] Özyön S., Yaşar C., Temurtaş H. "Particle swarm optimization algorithm applied to environmental economic power dispatch problems consisting of thermal units". In: 6th International advanced technologies symposium (IATS 2011), electrical and electronics technologies papers, vol. 4, 16–18 May, Elazığ, Turkey; 2011. p. 175–80.
- [262] Özyön S., Yaşar C., Özcan G., Temurtaş H. "An artificial bee colony algorithm (ABC) approach to environmental economic power dispatch problems". In: 6th National electrical, electronics, computer symposium (FEEB 2011), proceeding, vol. 1, 16–18 May, Elazığ, Turkey; 2011. p. 175–80.
- [263] Zehar K., Sayah S. "Optimal power flow with environmental constraint using a fast successive linear programming algorithm: application to the Algerian power system". *Energy Convers. Manage.* 2008; 49(11):3361–5.
- [264] Raglend I. J., Veeravalli S., Sailaja K., Sudheera B., Kothari D. P. "Comparison of AI techniques to solve combined economic emission dispatch problem with line flow constraints". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2010; 32(6):592–8.
- [265] Hooshmand R. A., Parastegari M., Morshed M. J. "Emission, reserve economic load dispatch problem with non-smooth and non-convex cost functions using the hybrid bacterial foraging–Nelder–Mead algorithm". *Appl. Energy* 2012; 89(1):443–53.
- [266] Bhattacharya A., Chattopadhyay P. K. "Solving economic emission load dispatch problems using hybrid differential evolution". *Appl. Soft. Comput.* 2011; 11(2):2526–37.
- [267] Palanichamy C., Babu N. S. "Analytical solution for combined economic and emissions dispatch". *Electr. Power Syst. Res.* 2008; 78(7):1129–37.
- [268] Bayón L., Grau J. M., Ruiz M. M., & Suárez P. M. "The exact solution of the environmental/economic dispatch problem". *IEEE Transactions on Power Systems* 2012, 27(2), 723–731.
- [269] Chen S. D., Chen J. F. "A direct Newton–Raphson economic emission dispatch". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2003; 25(5):411–7.
- [270] Shaw B., Mukherjee V., Ghoshal S. P. "A novel opposition-based gravitational search algorithm for combined economic and emission dispatch problems of power systems". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2011. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.08.012> [in press].
- [271] Yaşar C., Fadıl S. "Solution to environmental economic dispatch problem by using first order gradient method". In: 5th International conference on electrical and electronics engineering, ELECO'2007, 5–7 December, electric control proceeding, Bursa, Turkey; 2007. p. 91–5.
- [272] Doğan Aydın, Serdar Özyön, Celal Yaşar, Tianjun Liao. "Artificial bee colony algorithm with dynamic population size to combined economic and emission dispatch problem". *International journal of electrical power & energy systems* 54, 144-153 (2014)
- [273] Nanda J., Khotari D. P., Lingamurthy K. S. "Economic–emission load dispatch through goal programming techniques". *IEEE Trans Energy Convers* 1988; 3(1):26–32.
- [274] Nanda J., Lakshman H., Kothari M. L. "Economic emission load dispatch with line flow constraints using a classical technique". *IEE Proc. – Gen. Trans. Distrib.* 1994; 141(1):1–10.
- [275] Dhillon J. S. and D. P. Kothari, "The surrogate worth tradeoff approach for multiobjective thermal power dispatch problem". *Electric Power Systems Research*, 2000. 56(2), pp. 103–10.
- [276] Granelli G. P., Montagna M., Pasini G. L., Marannino P. "Emission constrained dynamic dispatch". *Electr. Power Syst. Res.* 1992; 24(1):56–64.
- [277] Yokoyama R., Bae S. H., Morita T., Sasaki H. "Multi-objective generation dispatch based on probability security criteria". *IEEE Trans. Power Syst.* 1988; 3(1): 317–24.

- [278] Vahidinasab V., Jadid S. "Joint economic and emission dispatch in energy markets: a multiobjective mathematical programming approach". *Energy* 2010; 35(3):1497–504.
- [279] Zhang A., Zhang J., Shang J. & Qin J. "Security and Economic Dispatch of Power". *IEEE PES General Meeting*, pp. 1-6 (2009).
- [280] Amélia de Lorena Stanzani, Antonio Roberto Balbo, Leonardo Nepomuceno, Edméa Cássia Baptista. "Solving the Multiobjective Environmental/Economic Dispatch Problem using Weighted Sum and ϵ -Constraint Strategies and a Predictor-Corrector Primal-Dual Interior Point Method"; *J. Control Autom. Electr. Syst.* (2014) 25:503–515
- [281] Schaffer J. D. "Multiple Objective Optimization with Vector Evaluated Genetic Algorithms". *Proceedings of the International Conference on Genetic Algorithms and Their Applications, Pittsburgh, July 24-26, 1985*, pp. 93- 100.
- [282] Fleming P. J. and Pashkevich A. P. "Computer aided control system design using a multiobjective optimization approach". In *Proc. IEE Control'85 Conference*, pages 174-179, Cambridge, U.K. (1985)
- [283] Goldberg D. E. and Segrest P. "Finite markov chain analysis of genetic algorithms". In (Grefenstette, 1987), pages 1-8. *Electrical Power and Energy Systems* 54 (2014) 144–153
- [284] Ben-Tal A. "Characterization of Pareto and lexicographic optimal solutions". In (Fandel and Gal, 1980), pages 1-11.
- [285] Fourman M. P. "Compaction of symbolic layout using genetic algorithms". In (Grefenstette, 1985), pages 141-153.
- [286] Kursawe F. "A variant of evolution strategies for vector optimization". In Schwefel H. P. and Manner R. editors, *Parallel Problem Solving from Nature, 1st Workshop, Proceedings, volume 496 of Lecture Notes in Computer Science*, pages 193-197. Springer-Verlag, Berlin. (1991)
- [287] Hajela P. and Lin C. Y. "Genetic search strategies in multicriterion optimal design". *Structural Optimization*, 4:99-107 (1992).
- [288] Fonseca C. and P. J. Fleming. "Genetic Algorithms for Multiobjective Optimization: Formulation, Discussion, Generalization". *Proceedings of the fifth International Conference on Genetic Algorithms, San Mateo, CA, 1993*. pp. 416-423.
- [289] S. Muralidharan, K. Srikrishna, and S. Subramanian, "A Novel Pareto-Optimal Solution for Multi-Objective Economic Dispatch Problem", *Iranian Journal of Electrical and Computer Engineering*, Vol. 6, No. 2, 2007.
- [290] Srinivas N. and K. Deb. "Multiobjective Function Optimization Using Nondominated Sorting Genetic Algorithms", *Evolutionary Computation*, 2 (3), 1994, pp. 221-248.
- [291] Abido M. A. "A new multiobjective evolutionary algorithm for environmental/economic power dispatch". In *2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Jul 15-19 2001. Vancouver, BC*.
- [292] Rughooputh H. C. S. and R. T. F. Ah King. "Environmental/economic dispatch of thermal units using an elitist multiobjective evolutionary algorithm". In *2003 IEEE International Conference on Industrial Technology, ICIT - Proceedings, Dec 10-12 2003. Maribor, Slovenia: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Piscataway, NJ 08855-1331, United States*.
- [293] M. A. Abido, "A novel multiobjective evolutionary algorithm for environmental/ economic power dispatch," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 65, no. 1, pp. 71–81, Apr. 2003.
- [294] Robert T. F., King A. H., Harry C. S., Rughooputh and Deb K. "Evolutionary multi-objective environmental/economic dispatch: Stochastic vs. deterministic approaches". *KanGAL Report Number-2004019. Kanpur, India: Kanpur Genetic Algorithm Laboratory (KanGAL) (2004)*.

- [295] Basu M. "Dynamic economic emission dispatch using non-dominated sorting genetic algorithm-II". *Electr. Power Energy Syst.* 2008, 30, 140–9.
- [296] H. Tian, X. Yuan, B. Ji, and Z. Chen, "Multi-objective optimization of short-term hydrothermal scheduling using non-dominated sorting gravitational search algorithm with chaotic mutation", *Energy Conversion and Management*, vol. 81, no. 0, pp. 504 – 519, 2014.
- [297] Ah King R. T. F., Rughooputh H. C. S. "Elitist multi-objective evolutionary algorithm for environmental/economic dispatch". *Congr. Evolut. Comput.* 2003; 2(4):1108–14.
- [298] Rughooputh H. C. S., King R. T. F. "Environmental economic dispatch of thermal units using an elitist multiobjective evolutionary algorithm". In: *Proceedings of the 2003 IEEE International Conference on Industrial Technology, ICIT'03, Maribor, Slovenia; December 10–14, 2003.* p. 48–53.
- [299] Kalyanmoy Deb, Tushar Goal, "Controlled Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm for Better Convergence", cite-seerx.ist.psu.edu/showciting?doi=10.1.1.33.6463 (accessed December 2012).
- [300] Ahmed R., Abul'Wafa "Optimization of economic/emission load dispatch for hybrid generating systems using controlled Elitist NSGA-II"; *Electric Power Systems Research* 105 (2013) 142– 151
- [301] Horn J., Nafpliotis N. and D. E. Goldberg, "A Niche Pareto Genetic Algorithm for Multiobjective Optimization," *Proceedings of the First IEEE Conference on Evolutionary Computation, IEEE World Congress on Computational Intelligence, Piscataway, NJ.* Vol. 1, 1994, pp. 82-87.
- [302] M. A. Abido, "A Niche Pareto genetic algorithm for multiobjective environmental / economic dispatch". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 79–105, Feb. 2003.
- [303] Zitzler E. and L. Thiele. "An Evolutionary Algorithm for Multiobjective Optimization: The Strength Pareto Approach", *TIK Tech. Report No. 43, Swiss Federal Institute of Technology (ETH), 1998.*
- [304] M. A. Abido, "Environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1529–1537, Nov. 2003.
- [305] Abido, M. A. "Environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms: a comparative study". In *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 13-17 July 2003.* 2003. Toronto, Ont., Canada: IEEE.
- [306] M. A. Abido, "Multiobjective evolutionary algorithms for electric power dispatch problem", *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 10, no. 3, pp. 315–329, Jun. 2006.
- [307] M. Basu, "Economic environmental dispatch using multi-objective differential evolution", *Applied Soft. Computing* 11 (2011) 2845–2853
- [308] L. H. Wu, Y. N. Wang, X. F. Yuan, S. W. Zhou, "Environmental/economic power dispatch problem using multi-objective differential evolution algorithm", *Electric Power Systems Research* 80 (2010) 1171–1181
- [309] Kennedy J. and R..C. Eberhart. "Swarm Intelligence". Morgan Kauffman, 2001.
- [310] Song M. P. and G. C. Gu. "Research on Particle Swarm Optimization: A Review". *Proceedings of the Third International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, pp. 2216-2241 (2004).
- [311] Coello C. A., Pulido G. T. and M. S. Lechuga. "Handling Multiple Objectives with Particle Swarm Optimization". *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 8(3), pp.256-279 (2004).
- [312] M. A. Abido, "Multiobjective particle swarm optimization for environmental/economic dispatch problem", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, pp. 1105–1113, 2009.
- [313] B. Zhao and Y. J. Cao, "Multiple objective particle swarm optimization technique for economic load dispatch", *J. Zhejiang University Science*, vol. 6A, no. 5, pp. 420–427, 2005.

- [314] J. Cai, X. Ma, Q. Li, L. Li and H. Peng, "A multi-objective chaotic particle swarm optimization for environmental/economic dispatch," *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 5, pp. 1318 – 1325, 2009.
- [315] Wang L., Singh C. "Environmental/economic power dispatch using fuzzified multi-objective particle swarm optimization algorithm". *Electr. Power Syst. Res.* 2007; 77:1654–64.
- [316] Lingfeng Wang, Chanan Singh, "Reserve-constrained multiarea environmental / economic dispatch based on particle swarm optimization with local search"; *Engineering Applications of Artificial Intelligence* 22(2009)298–307
- [317] Jiejun Cai, Xiaoqian Ma, Qiong Li, Lixiang Li, Haipeng Peng, "A multi-objective chaotic ant swarm optimization for environmental/economic dispatch"; *Electrical Power and Energy Systems* 32 (2010) 337–344
- [318] Yongsheng Zhu, Jie Wang, Boyang Qu, "Multi-objective economic emission dispatch considering wind power using evolutionary algorithm based on decomposition"; *Electrical Power and Energy Systems* 63 (2014) 434–445
- [319] Chixin Xiao, Jianping Yin, Xun Zhou, Zhigang Xue, Mingyu Yi, Wenjie Shu. "Constrained Multi-objective Evolutionary Algorithm Based on Decomposition for Environmental/Economic Dispatch"; 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence in Control and Automation (CICA),
- [320] Liu Y. and Passino K. M. "Biomimicry of social foraging bacteria for distributed optimization: Models, principles, and emergent behaviors". *J. Optimiz. Theory App.* 115:603–628 (2002).
- [321] V. Ravikumar Pandi, B. K. Panigrahi, W. C. Hong and R. Sharma. "A Multiobjective Bacterial Foraging Algorithm to Solve the Environmental Economic Dispatch Problem"; *Energy Sources, Part B*, 9:236–247, 2014
- [322] Bozorg Haddad O., Afshar A., Mariño M. A. "Honey-bees mating optimization (HBMO) algorithm: a new heuristic approach for water resources optimization". *Water Resour. Manage.* 2006; 20:661–80.
- [323] Javidan J., Ghasemi A. "Environmental/economic power dispatch using multiobjective honey bee mating optimization". *Int. Rev. Electr. Eng. (IREE)* 2012; 7(1):3667–75.
- [324] Niknam T., Mojarrad H. D., Meymand H. Z. "A new honey bee mating optimization algorithm for non-smooth economic dispatch". *Energy* 2011; 36:896–908.
- [325] Ali Ghasemi. "A fuzzified multi objective Interactive Honey Bee Mating Optimization for Environmental/Economic Power Dispatch with valve point effect"; *Electrical Power and Energy Systems* 49 (2013) 308–321
- [326] Roozbeh Morsali, Mohsen Mohammadi, Iman Maleksaeedi, Noradin Ghadimi. "A New Multiobjective Procedure for Solving Nonconvex Environmental/Economic Power Dispatch"; 2014 Wiley Periodicals, Inc., Vol. 20 No. 2
- [327] T. Ray, H. K. Singh, A. Isaacs and W. Smith, "Infeasibility driven evolutionary algorithm for constrained optimization", in *Constraint handling in evolutionary optimization*. Springer, 2009, pp. 145–165.
- [328] F. Zaman, R. A. Sarker and T. Ray, "Solving an Economic and Environmental Dispatch Problem using Evolutionary Algorithm"; 2014 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM)
- [329] S. He, Q. H. Wu and J. R. Saunders, "Group search optimizer: An optimization algorithm inspired by animal searching behavior", *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 13, no. 5, pp. 973–990, Oct. 2009.
- [330] B. Zhou, K.W. Chan, T. Yu and C. Y. Chung, "Equilibrium-Inspired Multiple Group Search Optimization with Synergistic Learning for Multiobjective Electric Power Dispatch"; *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 4, November 2013

- [331] Herrero J. M., Blasco X., Martínez M., Ramos C., Sanchis J. "Non-linear robust identification of a greenhouse model using multi-objective evolutionary algorithms". *Bio. Syst. Eng.* 2007; 98(3):335–46.
- [332] Ehsan Afzalan, Mahmood Joorabian, "Emission, reserve and economic load dispatch problem with non-smooth and non-convex cost functions using epsilon-multi-objective genetic algorithm variable"; *Electrical Power and Energy Systems* 52 (2013) 55–67
- [333] Glover F. "Heuristics for integer programming using surrogate constraints". *Decision Sciences* 1977; 8(1):156–66.
- [334] Glover F., Laguna M., Martí R. "Fundamentals of scatter search and path relinking". *Control and Cybernetics* 2000; 39(3):653–84.
- [335] Glover F., Laguna M., Martí R. "Scatter search". In: Ghosh A, Tsutsui S, editors. *Advances in evolutionary computing: theory and applications*. Berlin, Germany: Springer-Verlag; 2003. p. 519–37.
- [336] Marsil de Athayde Costa e Silva, Carlos Eduardo Klein, Viviana Cocco Mariani, Leandro dos Santos Coelho, "Multiobjective scatter search approach with new combination scheme applied to solve environmental/economic dispatch problem"; *Energy* 53 (2013) 14–21
- [337] Taher Niknam, Rasoul Azizipanah-Abarghooee, Mohsen Zare, and Bahman Bahmani-Firouzi. "Reserve Constrained Dynamic Environmental/Economic Dispatch: A New Multiobjective Self-Adaptive Learning Bat Algorithm"; *IEEE Systems Journal*, Vol. 7, No. 4, December 2013
- [338] Doğan Aydın, Serdar Özyön, Celal Yaşar, Tianjun Liao, "Artificial bee colony algorithm with dynamic population size to combined economic and emission dispatch problem"; *Electrical Power and Energy Systems* 54 (2014) 144–153
- [339] Dhanalakshmi S., Kannan S., Mahadevan K., Baskar S. "Application of modified NSGA-II algorithm to combined economic and emission dispatch problem". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2011; 33(4):992–1002.
- [340] Hota P. K., Chakrabarti R., Chattopadhyay P. K. "Economic emission load dispatch through an interactive fuzzy satisfying method". *Electr. Power Syst. Res.* 2000; 54(3):151–7.
- [341] Hota P. K., Barisal A. K., Chakrabarti R. "Economic emission load dispatch through fuzzy based bacterial foraging algorithm". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2010; 32(7):794–803.
- [342] Samir Sayah, Abdellatif Hamouda, Abdelghani Bekrar, "Efficient hybrid optimization approach for emission constrained economic dispatch with nonsmooth cost curves"; *Electrical Power and Energy Systems* 56 (2014) 127–139
- [343] Qu B. Y., Suganthan P. N., Pandi V. R., et al. "Multi objective evolutionary programming to solve environmental economic dispatch problem". *11th International Conference on Control Automation Robotics & Vision (ICARCV), IEEE, 2010: p. 1673–9.*
- [344] Kumar R., Sadu A., et al. "A novel multi-objective directed bee colony optimization algorithm for multi-objective emission constrained economic power dispatch". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2012; 43(1):1241–50.
- [345] O. Yeniay. "Penalty function methods for constrained optimization with Genetic Algorithms". *Mathematical and Computational Applications*, Vol. 10, No. 1, pp. 45–56, 2005.
- [346] Coello C. A. C. "Theoretical and numerical constraint-handling techniques used with evolutionary algorithms: A survey of the state of the art", *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 191, 1245–1287, 2002.
- [347] Bäck T., Hoffmeister F. and Schwel H. P. "A Survey of evolution strategies, *Proceedings of the Fourth International Conference on Genetic Algorithms*", Morgan Kaufmann, 2–9, 1991

- [348] Homaiifar A., Lai S. H. Y. and Qi X. "Constrained optimization via genetic algorithms", *Simulation*, 62, 242-254, 1994.
- [349] Kuri Morales A. and Quezada C. C. "A Universal eclectic genetic algorithm for constrained optimization", *Proceedings 6th European Congress on Intelligent Techniques & Soft Computing, EUFIT'98*, 518-522, 1998.
- [350] Joines J. and Houck C. "On the use of non-stationary penalty functions to solve non-linear constrained optimization problems with Gas", *Proceedings of the First IEEE International Conference on Evolutionary Computation, IEEE Press*, 579-584, 1994
- [351] Kazarlis S. and V. Petridis, "Varying fitness functions in genetic algorithms: studying the rate of increase in the dynamic penalty terms", *Proceedings of the 5th International Conference on Parallel Problem Solving from Nature, Berlin, Springer Verlag*, 211-220, 1998.
- [352] Michalewicz Z. and Attia N. "Evolutionary optimization of constrained problems", *Proceedings of the Third Annual Conference on Evolutionary Programming, World Scientific*, 98-108, 1994.
- [353] Hadj-Alouane A.B. and Bean J.C. "A Genetic algorithm for the multiple-choice integer program", *Operations Research*, 45, 92-101, 1997.
- [354] Le Riche R., Knopf-Lenior C. and Haftka R. T. "A Segregated genetic algorithm for constrained structural optimization", *Proceedings of the Sixth International Conference on Genetic Algorithms, Morgan Kaufmann*, 558-565, 1995.
- [355] Coello C. A. C. "Use of a self-adaptive penalty approach for engineering optimization problems", *Computers in Industry*, 41, 113-127, 2000.
- [356] Michalewicz Z. and Janikow C., "Handling Constraints in Genetic Algorithms", *Proceedings of the Fourth ICGA, Morgan Kaufmann*, 1991, pp.151-157.
- [357] Schoenauer M. and Michalewicz Z. "Evolutionary computation at the edge of feasibility", *Proceedings of the Fourth International Conference on Parallel Problem Solving from Nature, Springer Verlag*, 22-27, 1996.
- [358] Schouenauer M. and Xanthakis S. "Constrained GA optimization", *Proceedings of the Fifth International Conference on Genetic Algorithms, Morgan Kaufmann*, 473-580, 1993.
- [359] Powell D. and Skolnick M. M. "Using genetic algorithms in engineering design optimization with non-linear constraints", *Proceedings of the Fifth International Conference on Genetic Algorithms, Morgan Kaufmann*, 424-430, 1993.
- [360] Deb K. "An Efficient constraint handling method for genetic algorithms", *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 186, 311-338, 2000.
- [361] Michalewicz Z. and Nazhiyath G. "GENOCOP III: A Co-evolutionary algorithm for numerical optimization problems with nonlinear constraints", *Proceedings of the Second IEEE International Conference on Evolutionary Computation, IEEE Press*, 647-651, 1995.
- [362] Koziel S. and Michalewicz Z. "Evolutionary algorithms, homomorphous mapping and constrained parameter optimization", *Evolutionary Computation*, 7, 19-44, 1999.
- [363] Byron S. Gottfried and Joel Weisman, "Introduction to Optimization Theory", Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1973
- [364] Parmee I. C., Purchase G.: "The development of a directed genetic search technique for heavily constrained design spaces". In Parmee, I.C., ed.: *Adaptive Computing in Engineering Design and Control-'94*, Plymouth, UK, University of Plymouth (1994) 97-102
- [365] Zitzler E., Thiele L.: "Multiobjective evolutionary algorithms: a comparative case study and the strength Pareto approach". *IEEE Transactions on Evolutionary Computation* 3(4) (1999) pp. 257-271.

- [366] Efrén Mezura-montes, Carlos A. Coello Coello. "A Survey of Constraint-Handling Techniques Based on Evolutionary Multiobjective Optimization". In Workshop paper at PPSN. Oct. 2006.
- [367] Surry P. D., Radcliffe N. J.: "The COMOGA Method: Constrained Optimisation by Multiobjective Genetic Algorithms". *Control and Cybernetics* 26(3) (1997) 391–412
- [368] C. Yasar and S. Özyön, "Solution to scalarized environmental economic power dispatch problem by using genetic algorithm," *Int. J. Elec. Power*, vol. 38, pp. 54–62, 2012.
- [369] S. Özyön, H. Temurtas, B. Durmus and G. Kuvat, "Charged system search algorithm for emission constrained economic power dispatch problem," *Energy*, vol. 46, pp. 420–430, 2012.
- [370] Y. Labby and D. B. Attous, "Environmental/economic power dispatch using a hybrid big bang–big crunch optimization algorithm," *Int. J. Syst. Assur. Eng. Manag.*, vol. 5, no. 4, pp. 602–610, Dec. 2014.
- [371] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "Economic dispatch of thermal units and methods of solution," in *Power Generation, Operation and Control*, 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, 1996, ch. 3, pp. 29–90.
- [372] O. Abedinia, N. Amjady and M. S. Naderi, "Multi-objective environmental/economic dispatch using firefly technique," in *Proc. IEEE IC, Venice, IT, 2012*, pp. 461–466.
- [373] B. B. Pal and M. Kumar, "A revised multi-choice goal programming framework for economic-environmental power generation and dispatch problem," *Procedia Technol.*, vol. 10, pp. 637–645, 2013.
- [374] A. A. Abou El Ela, M. A. Abido and S. R. Spea, "Differential evolution algorithm for emission constrained economic power dispatch problem," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 7, pp. 1286–1292, 2010.
- [375] Y. Zhang, D. W. Gong and Z. Ding, "A bare-bones multi-objective particle swarm optimization algorithm for environmental/economic dispatch". *Inf. Sci.*, vol. 192, pp. 213–227, 2012.
- [376] D. W. Gong, Y. Zhang and C. L. Qi, "Environmental/economic power dispatch using a hybrid multi-objective optimization algorithm". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, pp. 607–614, 2010.
- [377] H. Mohammadian Bisheh, A. Rahimi Kian and M. M. Seyyed Esfahani, "Solving environmental/economic power dispatch problem by a trust region based augmented lagrangian method," *IJEEE*, vol. 8, no. 2, Jun 2012.
- [378] M. S. Osmana, M. A. Abo-Sinnab and A. A. Mousab, "An ϵ -dominance-based multiobjective genetic algorithm for economic emission load dispatch optimization problem," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 79, pp. 1561–1567, 2009.
- [379] R. Kumar, A. Sadu, R. Kumar and S. K. Panda, "A novel multi-objective directed bee colony optimization algorithm for multi-objective emission constrained economic power dispatch," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 43, pp. 1241–1250, 2012.
- [380] P. H. Chen, H. C. Chen, F. J. Wu, L. M. Chen and A. Liu, "Environmental protection power dispatch for modern power system," *IJESD*, vol. 4, no. 5, Oct 2013.
- [381] S. Sivasubramani and K.S. Swarup, "Environmental/economic dispatch using multi-objective harmony search Algorithm," *Electr. Power Syst. Res.*, vol.81, pp. 1778–1785, 2011.
- [382] M. A. Abido, "Multiobjective evolutionary algorithms for electric power dispatch problem," in *Computational Intelligence: Collaboration, Fusion and Emergence*, C. L. Mumford and L. C. Jain, Eds. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 2009, ch. 3, pp. 47–82.
- [383] U. Sapra, "Solving Combined Economic and Emission Dispatch using Cuckoo Search," *IJETT*, vol. 4, no. 6, Jun 2013.
- [384] N. Mishra and M. Pandit. (2013, Mar) Environmental/economic power dispatch problem using particle swarm optimization, *IJECSE* 2 (2), pp. 512–519. Available: <http://www.ijecse.org/wp-content/uploads/2013/03/Volume-2Number-2PP-512-519x.pdf>

- [385] O. Abedinia, N. Amjadi, K. Kiani, H.A. Shayanfar, A. Ghasemi. "Multiobjective environmental and economic dispatch using imperialist competitive algorithm," *IJTPE*, vol.4, no. 2, pp. 63-70, 2012.
- [386] B. Galván, B. González, S. Alonso, M. Cruz and G. Winter. "Economic dispatch optimization in electric power systems by a flexible evolution agent". In: "Evolutionary Algorithms and Intelligent Tools in Engineering Optimization". W. Annicchiarico, J. Périaux, M. Cerrolaza and G. Winter (Eds), CIMNE y WIT Press, pp. 248-267. ISBN 1-84564-038-1 (2005).
- [387] Walters D. C., Sheble G.B. "Genetic algorithm solution of economic dispatch with valve point loading". *IEEE Trans Power Syst* 1993; 3:1325–32.
- [388] Kumar S., Naresh R. "Efficient real coded genetic algorithm to solve the non-convex hydrothermal scheduling problem. *Int. J. Electr. Power E. Syst.* 29, 738–747 (2007).
- [389] Alsumait J. S., Sykulski J. K., Al-Othman A. K. "A hybrid GA–PS–SQP method to solve power system valve-point economic dispatch problems". *Appl. Energy* 2010; 87(5):1773–81.
- [390] Rasoul Azizipanah-Abarghooee, Taher Niknam, Mohsen Zare, Masihallah Gharibzadeh. "Multi-objective short-term scheduling of thermoelectric power systems using a novel multiobjective θ -improved cuckoo optimisation algorithm". *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2014, Vol. 8, Iss. 5, pp. 873–894
- [391] D. K. Chaturvedi, S. Kumar. "Solution to Electric Power Dispatch Problem Using Fuzzy Particle Swarm Optimization Algorithm". *J. Inst. Eng. India Ser. B (January–March 2015)* 96(1):101–106
- [392] Kuntal Bhattacharjee, Aniruddha Bhattacharya, Sunita Halder nee Dey. "Solution of Economic Emission Load Dispatch problems of power systems by Real Coded Chemical Reaction algorithm". *Electrical Power and Energy Systems* 59 (2014) 176–187.
- [393] Babak Jeddi, Vahid Vahidinasab. "A modified harmony search method for environmental/economic load dispatch of real-world power systems". *Energy Conversion and Management* 78 (2014) 661–675.
- [394] K. Balamurugan, R. Muralisachithnndam and Sandeep R. Krishnan. "Differential Evolution Based Solution for Combined Economic and Emission Power Dispatch with Valve Loading Effect". *International Journal on Electrical Engineering and Informatics - Volume 6, Number 1, March 2014.*
- [395] G. Kron, "Tensorial analysis of integrated transmission systems; Part II. Off-nominal turn ratios", *Power Apparatus Syst. III. Trans. Amer. Inst. Elect. Eng.*, vol. 71, pp. 505–512, 1952.
- [396] Bunn D. W., Paschentis S. N. "Development of a Stochastic Model for the Economic Dispatch of Electric Power. *European Journal of Operational Research* 27 (1986) 179-191.
- [397] Dhillon J. S., Parti S. C., Kothari D. P. "Stochastic Economic Emission Load Dispatch". *Electric Power Systems Research*, 26 (1993) 179-186
- [398] Dhillon J. S., Parti S. C., Kothari, D. P. "Multiobjective Decision Making in Stochastic Economic Dispatch". *Electric Machines and Power Systems*, 23 (1995) 289-301.
- [399] Bath S. K., Dhillon J. S., Kothari D. P. "Fuzzy Satisfying Stochastic Multi-Objective Generation Scheduling by Weightage Pattern Search Methods". *Electric Power Systems Research* 69 (2004) 311-320.
- [400] Chariklia A. Georgopoulou, Kyriakos C. Giannakoglou. "Two-level, two-objective evolutionary algorithms for solving unit commitment problems". *Applied Energy* 86 (2009) 1229–1239.
- [401] Masters G. M. "Renewable and efficient electric power systems". John Wiley & Sons; 2005.
- [402] Chedid R., Akiki H., Rahman S. "A decision support technique for the design of hybrid solar-wind power systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1998;13(1):76-83.
- [403] DeMeo E. A., Grant W., Milligan M. R., Schuerger M.J. "Wind plant integration: costs, status, and issues". *IEEE Power & Energy Magazine* 2005; 3(6):38-46.

-
- [404] Hetzer J., Yu D. C., Bhattarai K. "An economic dispatch model incorporating wind power". *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2008; 23(2):603-11.
- [405] Zhao X. L., Wu L. L., Zhang S.F. "Joint environmental and economic power dispatch considering wind power integration: empirical analysis from Liaoning Province of China". *Renewable Energy* 2013; 52:260-5.
- [406] Jingliang Jin, Dequn Zhou, Peng Zhou, Zhuang Miao. "Environmental/economic power dispatch with wind power". *Renewable Energy* 71 (2014) 234-242
- [407] G. Tina, S. Gagliano, S. Raiti, "Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment", *Solar Energy* 80 (2006) 578–588.
- [408] REAL DECRETO 7387/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares; publicado en BOE núm. 183, de 1 de agosto de 2015; referencia BOE-A-2015-8646.