

1	INTRODUCCIÓN.....	3
1.1	ANTECEDENTES Y EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA	3
1.2	EMPLAZAMIENTO DE LOS AEROGENERADORES	6
1.2.1	<i>Selección del emplazamiento de un aerogenerador.....</i>	<i>6</i>
1.3	EL PROGRAMA MATLAB.	12
1.4	PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA.....	13
2	OBJETIVO	14
3	LA FUNCIÓN DE OPTIMIZACIÓN: EL VAN	18
4	MODOS DE EJECUCIÓN DEL PROGRAMA.....	22
4.1	MODO DE EJECUCIÓN 1.....	22
4.2	MODO DE EJECUCIÓN 2.....	23
4.3	MODO DE EJECUCIÓN 3.....	23
5	ENTRADAS DEL PROGRAMA.....	24
5.1	GENERAR HOJAS.	25
5.2	GUARDAR DATOS.	27
5.3	DUPLICAR EL TAMAÑO DE LAS CELDAS.	28
5.4	DISMINUIR EL TAMAÑO DE LAS CELDAS.	29
5.5	COMO INTRODUCIR LOS DATOS.	29
5.5.1	<i>Hoja ‘datos’</i>	<i>29</i>
5.5.2	<i>Hoja ‘camino’.</i>	<i>43</i>
5.5.3	<i>Hoja ‘Costes’.....</i>	<i>43</i>
5.5.4	<i>Hoja: ‘z_prohib_aerog’.....</i>	<i>44</i>
5.5.5	<i>Hoja ‘cotas’.....</i>	<i>45</i>
5.5.6	<i>Hoja ‘zonas’.....</i>	<i>46</i>
5.5.7	<i>Hojas ‘WeiC’.....</i>	<i>47</i>
5.5.8	<i>Hojas ‘WeiK’.....</i>	<i>48</i>
5.5.9	<i>Hoja ‘frecuencias’.....</i>	<i>49</i>
5.5.10	<i>Hoja ‘coef_rugosidad’.....</i>	<i>50</i>
5.5.11	<i>Hoja ‘zonasP’.....</i>	<i>50</i>
5.5.12	<i>Hoja ‘líneas’.....</i>	<i>50</i>
5.5.13	<i>Hoja ‘capacidades’.....</i>	<i>52</i>
5.5.14	<i>Hoja ‘pos_gen’.....</i>	<i>52</i>
5.5.15	<i>Hoja ‘maquinas’.....</i>	<i>54</i>
5.5.16	<i>Hoja ‘coste_conductores’.....</i>	<i>56</i>
5.5.17	<i>Hoja ‘base_datos_máquinas’.....</i>	<i>57</i>
6	EJECUCIÓN DEL PROGRAMA.....	58

7	RESULTADOS DEL PROGRAMA	62
7.1	GRÁFICOS GENERADOS POR EL ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE LA DISPOSICIÓN ÓPTIMA DE LOS AEROGENERADORES.	70
7.2	GRÁFICOS GENERADOS POR EL ALGORITMO EVOLUTIVO PARA EL CÁLCULO DEL TRAZADO ELÉCTRICO.	81
7.3	MEMORIA DEL ALGORITMO PARA EL CÁLCULO DE LA DISPOSICIÓN ÓPTIMA DE LOS AEROGENERADORES.	86
7.4	MEMORIA GENERADA POR EL ALGORITMO EVOLUTIVO PARA EL CÁLCULO DEL TRAZADO ELÉCTRICO.	89
8	PROTOCOLO DE ENSAYOS.....	93
8.1	ENSAYO 1.....	93
8.2	ENSAYO 2.....	95
8.3	ENSAYO 3.....	97
8.4	ENSAYO 4.....	100
8.5	ENSAYO 5.....	102
8.6	ENSAYO 6.....	105
8.7	ENSAYO 7.....	107
8.8	ENSAYO 8.....	109
9	BIBLIOGRAFÍA.....	112

1 INTRODUCCIÓN.

1.1 Antecedentes y Evolución Tecnológica

El viento es una de las más antiguas fuentes de energía conocidas. Hasta la aparición de la máquina de vapor en el siglo XIX, la única energía de origen no animal para realización de trabajo mecánico era la proveniente del agua o del viento. La primera y más inmediata forma de aprovechamiento de la energía eólica ha sido desde los tiempos más remotos aplicada a la navegación; las primeras referencias de la utilización de embarcaciones a vela proceden de Egipto y datan del IV ó V milenio antes de J.C. Los molinos de viento existían ya en la más remota antigüedad. Persia, Irak, Egipto y China disponían de máquinas eólicas muchos siglos antes de J.C.; Hammurab I. rey de Babilonia, 17 siglos antes de J.C. utilizó molinos accionados por el viento para regar las llanuras de Mesopotamia y para la molienda del grano. Se trataba de primitivas máquinas eólicas de rotor vertical con varias palas de madera o caña, cuyo movimiento de rotación era comunicado directamente por el eje a las muelas del molino. En China hay referencias de la existencia de molinos de rotor vertical y palas a base de telas colocadas sobre un armazón de madera, que eran utilizados para el bombeo de agua, máquinas conocidas como '*panémonas*', precursoras de los molinos persas. El egipcio Hero de Alejandría representa en un estudio un molino de eje vertical de cuatro palas.

Los molinos de viento fueron utilizados en Europa en la Edad Media, comenzando a extenderse por Grecia, Italia y Francia. Si el origen de las máquinas eólicas presenta notables incertidumbres, no menos lo hace su expansión por el Mediterráneo y por toda Europa. Según algunos autores, se debe a los cruzados la introducción de la tecnología eólica en Occidente, si bien otros opinan que Europa desarrolla su propia tecnología, claramente distinta de la oriental, ya que en Europa se imponen fundamentalmente los molinos de eje horizontal, mientras que los molinos orientales eran de eje vertical.

Sea cual fuese la forma de aparición de estas máquinas en diversos países europeos, lo cierto es que se encuentran abundantes ejemplos de la importancia que los molinos de viento llegaron a tener en diversas aplicaciones; por ejemplo los molinos castellanos utilizados para la molienda, o los no menos conocidos molinos holandeses, todos ellos de eje horizontal.

En el siglo XVI se perfecciona el diseño de los molinos y los utiliza para el drenaje, para extraer aceites de semillas, moler grano, etc. Ya en el siglo XVIII, Leopold Jacob, proyecta un molino de ocho palas que mueve una bomba de pistón, y en XIX aparece el pequeño ‘*multipala americano*’ diseñado por Steward Perry. Este molino, de unos 3 metros de diámetro utilizado para bombeo, ha sido el más vendido de la historia, llegándose a fabricar más de seis millones de unidades, de las que existen varios miles en funcionamiento. Cabe citar la aeroturbina danesa de Lacourt (1892), máquina capaz de desarrollar entre 5 y 25 kW. En esta época se consiguió velocidades en los multipala de dos veces la del viento, mientras que los molinos clásicos habrían funcionado con velocidades en el extremo de la pala del mismo orden de magnitud que la del viento.

La teoría de la aerodinámica se desarrolla durante las primeras décadas del siglo XX, permitiendo comprender la naturaleza y el comportamiento de las fuerzas que actúan alrededor de las palas de las turbinas. Los mismos científicos que la desarrollaron para usos aeronáuticos Joukowski, Drzewiechy y Sabinin en Rusia; Prandtl y Betz en Alemania; Constantin y Enfield en Francia, etc, establecen los criterios básicos que debían cumplir las nuevas generaciones de turbinas eólicas. En los años 20 se empiezan a aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos que se habían diseñado para las alas y hélices de los aviones. En 1927, el holandés A.J. Dekker construye el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica, capaz de alcanzar velocidades en punta de pala, cuatro o cinco veces superiores la del viento incidente. Betz demostró en su famoso artículo *"Die Windmuhlen im lichte neverer Forschung"*, (Berlín 1927), que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, ningún sistema eólico podía superar el 60% de la energía contenida en el viento. Por lo tanto, los nuevos rotores debían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir rendimientos más elevados. La teoría demostró también que cuanto mayor era la velocidad de rotación menor importancia tenía el número de palas, por lo que las turbinas modernas podían incluso construirse con una sola pala sin que disminuyera su rendimiento aerodinámico significativamente.

A pesar de esto, debido a las dificultades de almacenamiento y las desventajas propias de la irregularidad de los vientos fueron la causa de que las aplicaciones basadas en el aprovechamiento del viento como recurso energético se declinaran.

Es tras la Primera Guerra Mundial cuando hubo una fuerte expansión de la electricidad como sistema energético universal y escasez de recursos para importar petróleo, las

turbinas eólicas continuaron su desarrollo hacia el diseño y construcción de grandes plantas eólicas capaces de generar electricidad a gran escala, como consecuencia también de los progresos técnicos de las hélices de aviación. Y posteriormente destaca un segundo periodo de desarrollo de la energía eólica en los años cincuenta en que, una vez restablecida la economía internacional, acaba perdiendo interés al no resultar sus precios competitivos con los de los combustibles fósiles convencionales, desarrollándose los aerogeneradores eólicos como fuente de energía alternativa, renovable y no contaminante, capaz de producir electricidad a precios competitivos. El período terminó con un gran número de instalaciones experimentales, construidas de una forma dispersa en países diferentes, sin demasiada conexión entre si.

En cuanto al tipo de máquinas de mayor interés, los resultados obtenidos de las numerosas experiencias realizadas permitieron concretar el campo de trabajo en dos modelos: las turbinas de eje horizontal de dos o tres palas y, en menor medida, las turbinas Darrieux de eje vertical.

Actualmente predominan los molinos tripalas. Estos aerogeneradores giran más rápidamente que los multipalas, lo que constituye una ventaja cuando se trata de alimentar máquinas de gran velocidad de rotación como los alternadores eléctricos. Los grandes aerogeneradores están situados en lo alto de una torre tronco-cónica de acero. La rentabilidad de las aeroturbinas eólicas implica el intentar disminuir costos, tanto en su instalación inicial, como en los gastos de mantenimiento, procurando que el tiempo de vida de la instalación sea superior al del período de amortización.

1.2 Emplazamiento de los aerogeneradores

Un elemento esencial para la adecuada utilización de equipos eólicos consiste en el emplazamiento del equipo. Se lograrán mejores resultados si el emplazamiento del sistema eólico corresponde a un análisis riguroso de información meteorológica del lugar en estudio, para así dimensionar correctamente el equipo comercial que mejor se acomode a una necesidad energética dada. Vale la pena insistir en la necesidad de seleccionar el lugar de instalación del equipo eólico, en aquel sitio donde se encuentre libre de obstáculos, como edificaciones o árboles de gran altura, ya que de esto depende obtener mejores resultados y una operación óptima del sistema.

1.2.1 Selección del emplazamiento de un aerogenerador

1.2.1.1 Condiciones eólicas

Normalmente, el sólo hecho de observar la naturaleza resulta de excelente ayuda a la hora de encontrar un emplazamiento apropiado para el aerogenerador.

Los árboles y matorrales de la zona serán una buena pista para saber cual es la dirección de viento dominante.

Si nos movemos a lo largo de un litoral accidentado, observaremos que siglos de erosión han trabajado en una dirección en particular.

Los datos meteorológicos, obtenidos en forma de rosa de los vientos durante un plazo de 30 años, sean probablemente su mejor guía, aunque rara vez estos datos son recogidos directamente en su emplazamiento, por lo que hay que ser muy prudente al utilizarlos.

Si ya existen aerogeneradores en ese área, sus resultados de producción son una excelente guía de las condiciones de viento locales. En países como Dinamarca y Alemania, en los que a menudo se encuentra un gran número de aerogeneradores dispersos por el campo, los fabricantes pueden ofrecer resultados de producción garantizados basándose en cálculos eólicos realizados en el emplazamiento.

1.2.1.2 Buscar una perspectiva

Para esto interesa tener una vista lo más amplia posible en la dirección de viento dominante, así como los mínimos obstáculos y una rugosidad lo más baja posible en dicha dirección. Si puede encontrar una colina redondeada para situar las turbinas, es posible incluso que consiga además un efecto acelerador.

Efecto de la colina: Una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante. En particular, siempre supone una ventaja tener una vista lo más amplia posible en la dirección del viento dominante en el área. Este efecto se puede visualizar en la figura 1.1.

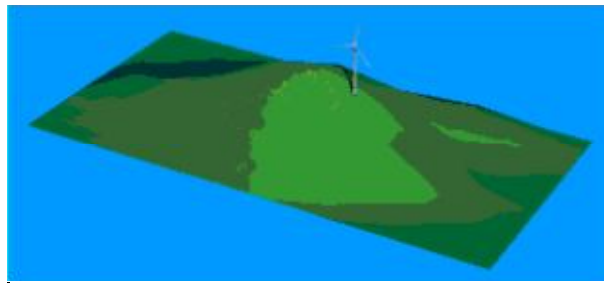


Figura 1.1 Efecto de la colina

En las colinas, siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes. Una vez más, esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento, y una vez el aire alcanza la cima de la colina puede volver a expandirse al descender hacia la zona de bajas presiones por la ladera a sotavento de la colina. Esto se puede observar en la figura 1.1.

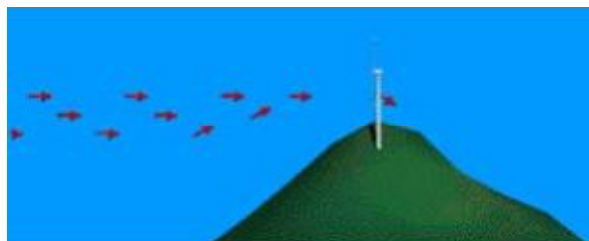


Figura 1.2 Efecto de la velocidad del viento.

Tal y como puede observar en el dibujo, el viento empieza a inclinarse algún tiempo antes de alcanzar la colina, debido a que en realidad la zona de altas presiones se extiende hasta una distancia considerable enfrente de la colina. Además el viento se hace muy irregular una vez pasa a través del rotor del aerogenerador.

Al igual que ocurría anteriormente, si la colina es escarpada o tiene una superficie accidentada, puede haber una cantidad de turbulencia significativa, que puede anular la ventaja que supone tener unas velocidades de viento mayores.

1.2.1.3 Conexión a red

Obviamente, los grandes aerogeneradores tienen que ser conectados a la red eléctrica. Para los proyectos de menores dimensiones es fundamental que haya una línea de alta tensión de

132 kV relativamente cerca para que los costes de cableado no sean prohibitivamente altos (por supuesto, esto preocupa sobremanera a aquellos que tienen que pagar la extensión de la línea de alta tensión).

Los generadores de las grandes turbinas eólicas modernas generalmente producen la electricidad a 690 V. Un transformador colocado cerca de la turbina o dentro de la torre de la turbina convierte la electricidad en alta tensión (normalmente hasta 10 - 30 kV).

1.2.1.4 Condiciones del suelo

La viabilidad tanto de realizar las cimentaciones de las turbinas como de construir carreteras que permitan la llegada de camiones pesados hasta el emplazamiento deben tenerse en cuenta en cualquier proyecto de aerogenerador. Para esto es importante evaluar el tipo de suelo y facilidad para ejecutar la obra civil de cimentación.

1.2.1.5 Riesgos en el uso de datos meteorológicos

Los meteorólogos ya recogen datos de viento para sus previsiones meteorológicas y para aviación, y esa información es a menudo utilizada para la evaluación de las condiciones de viento generales para energía eólica en un área determinada.

Sin embargo, aunque para las previsiones meteorológicas no es tan importante realizar medidas precisas de la velocidad del viento, y por tanto de la energía del viento, sí que lo es para la elaboración de planes eólicos.

Las velocidades del viento son fuertemente influenciadas por la rugosidad de la superficie del área circundante, por los obstáculos cercanos (como árboles, faros u otras construcciones) y por los alrededores del terreno local.

A menos de que haga cálculos que compensen las condiciones locales en las que las medidas fueron hechas, es difícil estimar las condiciones eólicas en un emplazamiento cercano. En la mayoría de los casos, la utilización directa de datos meteorológicos infraestimarán el potencial eólico real del área.

1.2.1.6 Rugosidad y cizallamiento del viento

A una gran altura de la superficie del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie terrestre apenas ejerce influencia alguna sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. En la industria eólica se distingue entre rugosidad del terreno, la influencia de los obstáculos, y la influencia del contorno del terreno, también llamada orografía del área.

a. Rugosidad

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento. Obviamente, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo ralentizan ligeramente. Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, y tendrán por tanto menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable.

En la industria eólica, la gente suele referirse a clase de rugosidad o longitud de rugosidad cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un paisaje. Una alta rugosidad de clase 3 ó 4 se refiere a un paisaje con muchos árboles y edificios, mientras que a la superficie del mar le corresponde una rugosidad de clase 0. Las pistas de hormigón de los aeropuertos pertenecen a la clase de rugosidad 0.5, al igual que el paisaje abierto y llano pacido por las ovejas.

El término longitud de rugosidad es en realidad la distancia sobre el nivel del suelo a la que teóricamente la velocidad del viento debería ser nula.

b. Cizallamiento del viento

El hecho de que el perfil del viento se mueva hacia velocidades más bajas conforme nos acercamos al nivel del suelo suele llamarse cizallamiento del viento. El cizallamiento del viento también puede ser importante en el diseño de aerogeneradores. Considerando un aerogenerador con una altura del buje de 40 metros y con un diámetro del rotor de 40 metros observará que el viento sopla a 9,3 m/s cuando el extremo de la pala se encuentra en su posición más elevada, y sólo a 7,7 m/s cuando dicho extremo se encuentra en la posición inferior. Esto significa que las fuerzas que actúan sobre la pala del rotor cuando está en su posición más alta son mucho mayores que cuando está en su posición más baja, este fenómeno puede observarse en la figura 1.3.

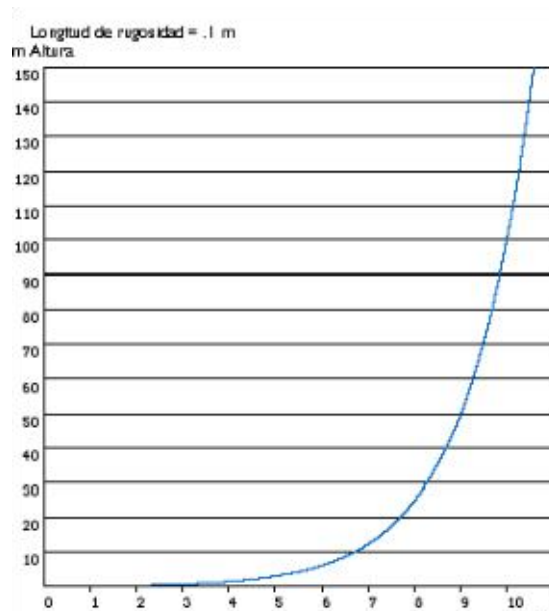


Figura 1.3. Longitud de rugosidad.

1.2.1.7 Obra Civil

Antes que la instalación definitiva pueda ejecutarse, la obra civil debe ser realizada completamente. Esta obra consiste concretamente en las cimentaciones para el anclaje de la torre y, posiblemente, una caseta de ubicación del banco de baterías. Fundamentalmente, se debe prestar a la alineación una especial atención. La cimentación debe ser hecha de tal forma que la torre quede perfectamente vertical. Se debe tener en cuenta además que:

- La torre soportará todo el empuje del viento sobre el molino y el viento por ráfagas, dependiendo del lugar puede llegar, a 20 o 25 m/s., por lo que de la buena calidad y ubicación de la cimentación depende la vida del aerogenerador y su eficiencia en la extracción de energía.
- De la buena ubicación de los anclajes depende que la torre quede vertical y opere eficientemente.
- La profundidad de este anclaje está determinada por el tipo de cargas que recibirá la torre.

1.3 El programa MATLAB.

MATLAB es el nombre abreviado de “MATrix LABoratory”. MATLAB es un programa para realizar cálculos numéricos con vectores y matrices. Como caso particular puede también trabajar con números escalares -tanto reales como complejos-, con cadenas de caracteres y con otras estructuras de información más complejas. Una de las capacidades más atractivas es la de realizar una amplia variedad de gráficos en dos y tres dimensiones. MATLAB tiene también un lenguaje de programación propio.

MATLAB es un gran programa de cálculo técnico y científico. Para ciertas operaciones es muy rápido, cuando puede ejecutar sus funciones en código nativo con los tamaños más adecuados para aprovechar sus capacidades de vectorización. En otras aplicaciones resulta bastante más lento que el código equivalente desarrollado en C/C++ o Fortran. Sin embargo, siempre es una magnífica herramienta de alto nivel para desarrollar aplicaciones técnicas, fácil de utilizar y que, como ya se ha dicho, aumenta significativamente la productividad de los programadores respecto a otros entornos de desarrollo.

Actualmente integra computación, visualización y programación en un entorno fácil de usar. El entorno de programación de Matlab comprende de una serie de usos típicos:

- Matemáticas y computación
- Desarrollo de Algoritmos
- Modelado, simulación y creación de prototipos.
- Análisis, exploración y visualización de datos
- Generación de gráficos.
- Desarrollo de Aplicaciones.

1.4 Presentación del programa.

La finalidad de este proyecto es desarrollar una herramienta informática que sea capaz de realizar de forma eficiente la Planificación Óptima de parques eólicos.

Para conseguir este objetivo, el programa tiene que calcular una solución óptima dentro de la Planificación Económica de los proyectos eólicos. Este proceso de cálculo en busca del óptimo se basa en la implementación de dos Algoritmos Evolutivos enlazados entre sí, consta de un algoritmo evolutivo principal para el cálculo de la disposición óptima de los aerogeneradores en el parque eólico, y un algoritmo evolutivo secundario cuya función es obtener el mejor trazado eléctrico posible.

Así, la implementación de estos Algoritmos, conlleva la estructuración de un conjunto de funciones coordinadas entre sí, que se ejecutan dentro del entorno que ofrece 'Matlab'.

El problema que se plantea trata de resolver cuál es la disposición óptima de los aerogeneradores dentro de un Parque Eólico. Además de su ubicación, el programa ha de determinar otros parámetros como la marca, el modelo, la potencia y el tipo de aerogenerador a usar, la altura de la torre y el trazado eléctrico óptimo para la interconexión entre aerogeneradores y líneas de alta tensión. Esta citada condición de optimalidad viene determinada por un criterio económico de optimización. En este caso el criterio que se ha elegido para la planificación económica es el Valor Actual Neto(VAN) del proyecto considerado.

2 OBJETIVO

Se ha desarrollado una herramienta informática que es capaz de desarrollar, de forma óptima, la implantación de parques eólicos de tal manera que se maximice el beneficio de dicho proyecto a través del aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, como la intensidad del viento y la orografía de la zona.

Este programa de optimización de la solución se traduce en un proceso iterativo que está sujeto a una serie de características:

- **En cuanto a los datos de entrada cabe distinguir:**
 1. La zona del terreno donde se va a implantar el parque eólico consiste en una región mallada donde se presenta una discretización de toda la extensión del territorio.
 2. La superficie mallada anterior abarca una representación fiel de la orografía de la zona, es decir, el problema que se trata realiza un enfoque tridimensional de la superficie, donde se tiene las dimensiones del terreno tanto en extensión como cotas.
 3. En cuanto a la geografía del lugar, el algoritmo permite introducir zonas donde la ubicación de un aerogenerador está prohibida debido a múltiples motivos, como puede ser tratar una zona rocosa donde no sea posible instalar y montar el aerogenerador, o bien, la presencia de una zona pantanosa, o incluso cualquier otro accidente geográfico.

Del mismo modo será necesario introducir las zonas donde no es posible la ejecución del trazado eléctrico, éstas pueden ser distintas a aquellas donde no se puede ubicar un aerogenerador, ya que, por ejemplo, sobre un río no se puede instalar un aerogenerador, pero sí puede ser atravesado por un tendido eléctrico.
- 4. El algoritmo permite la introducción de datos como la presencia de una

carretera cercana a la ubicación del parque, que puede ser usada para el traslado de aerogeneradores y de grúas en el proceso de montaje.

5. En cuanto a la obra civil, se requiere los costes de transporte de los aerogeneradores hasta el camino principal antes mencionado. Además de datos relacionados con el encarecimiento de la implantación de los aerogeneradores a medida que se alejan del camino y se adentran en el territorio disponible.

6. Como entrada se dispone de los datos de viento de la región del terreno donde se desea implantar el parque eólico. Estos datos son los parámetros de forma y escala de la distribución Weibull que modela el viento, para cada uno de los puntos de la discretización antes mencionada. Estos parámetros vienen referenciados a una altura de referencia dada como entrada. Así el parámetro de escala estará variará según la altura del aerogenerador.

7. Además de los niveles de viento el programa admite la indicación de una dirección de viento predominante. Ésta se tendrá en cuenta para evitar cualquier problema en el rendimiento de la instalación, como pudiera ser la obstaculización entre aerogeneradores de cara al aprovechamiento del viento según esta dirección predominante.

8. En la disposición de los aerogeneradores se considera que la separación entre ellos sea suficiente como para evitar cualquier problema técnico.

9. Se dispone de una base de datos que cubre suficientemente la amplia variedad de aerogeneradores presentes en el mercado actual, no sólo en cuanto a niveles de potencia sino también a las distintas tecnologías, ya sean aerogeneradores de paso fijo o variable, para poder configurar el parque eólico.

10. La restricción del número de aerogeneradores del parque puede ser fijada directamente mediante una cantidad, o mediante un valor de inversión máxima admisible en euros.

11. Es necesario conocer la disposición de las líneas de alta tensión que transcurren sobre el terreno del parque eólico, así como la potencia que cada una de ellas es capaz de evacuar.

12. Se dispone también, de una base de datos, en la que están determinados los datos necesarios para el cálculo de los costes fijos y variables de los conductores y subestaciones.

- **En cuanto a la finalidad de esta herramienta de planificación:**

1. El algoritmo debe de ser capaz de elegir entre los aerogeneradores disponibles el que ofrezca mejor rendimiento con un menor coste para los datos de viento disponibles, tal que el conjunto seleccionado maximice el beneficio del proyecto.

2. El programa debe generar los costes de realización de los caminos de acceso y transporte de los aerogeneradores para cada lugar donde se pueda ubicar estos. El aumento de este coste es lineal a medida que nos alejamos del camino principal y está comprendido entre unos valores máximo y mínimo prefijados según la distancia.

3. El algoritmo tiene por objetivo seleccionar la torre con la altura más adecuada para cada aerogenerador aprovechando las mejores condiciones de viento, así como elegir la tecnología más adecuada, paso fijo o paso variable.

4. Por el hecho de instalar un aerogenerador en un sitio en concreto el algoritmo debe ser capaz de aplicar el concepto de reducción económica que conlleva instalar un aerogenerador en una celda próxima a la suya, esto es debido a que para este segundo aerogenerador se han aprovechado los caminos de acceso para su implantación. Esta reducción en los costes auxiliares se produce de forma lineal.

5. Esta herramienta de planificación debe ser capaz de disponer los aerogeneradores según la dirección de viento predominante en el caso de que se indique alguna. Esta dirección se tendrá en cuenta penalizando la energía generada del aerogenerador que reciba la sombra de viento según dicha dirección.
6. El programa determinará el trazado eléctrico óptimo, determinando por tanto, todos los costes derivados de éste.

En definitiva es un problema de maximización del beneficio con restricciones, que será resuelto mediante Algoritmos Evolutivos. Éste está implementado a través de funciones debidamente coordinadas que se encargarán de resolver el problema iterativamente. Partiendo de una serie de soluciones iniciales, generadas aleatoriamente, y sometiéndolas a operaciones de evaluación y selección continua, se pretende obtener la mejor solución en cada iteración.

La función objetivo que intentará maximizar dicho algoritmo en el proceso de optimización es el valor actual neto, VAN, del proyecto correspondiente al parque eólico.

3 LA FUNCIÓN DE OPTIMIZACIÓN: EL VAN

El objetivo final correspondiente a los cálculos económicos es el cálculo del VAN del proyecto, como se ha indicado anteriormente. Para ello hay que calcular por un lado el valor de la inversión inicial correspondiente al desembolso que supone la ejecución de un proyecto como es un parque eólico, por otro hay que hallar el valor de los flujos de caja anuales que genera el proyecto.

El VAN es el valor actual neto y es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros. La obtención del VAN constituye una herramienta fundamental para la evaluación y gerencia de proyectos, así como de su administración financiera.

El programa permite elegir dos modos de calcular el VAN. El cómo se elige y dónde se indica el modo se expondrá en el apartado correspondiente a las entradas que necesita el programa, junto con el resto de entradas del software.

A continuación se describe brevemente al usuario en qué consisten estos dos modos.

El “**modo 1**” se corresponde con un cálculo simplificado del VAN.

El VAN tiene en cuenta un horizonte temporal igual a la vida útil de los aerogeneradores. Consecuentemente, se precisará de una estimación de los flujos de caja futuros durante ese periodo de tiempo, pero para ello se va a hacer una simplificación. Esta simplificación es debida a que el cálculo exacto del VAN requiere un mayor tiempo de computación, por ello se va a considerar el flujo de caja Q_K constante a lo largo de los años una vez calculado, siendo todos iguales al calculado por primera vez en el periodo inicial.

Luego la expresión es:

$$VAN = -I + Q_K \cdot \frac{r - r^{T+1}}{1 - r} \quad [\text{Ec. 3.1}]$$

Siendo ‘r’:

$$r = \frac{1}{1 + i} \quad [\text{Ec. 3.2}]$$

donde:

- **I:** Es la inversión inicial del capital en euros. Ésta se toma con signo menos en la expresión debido a que se trata de un desembolso de dinero.
- **QK:** Flujo neto de caja en el año '*K-ésimo*' en euros. En este caso es constante para todos los años de vida del parque. Se calcula en este caso como el producto de la energía anual producida por el parque eólico por el precio del kWh. Así el flujo de caja viene dado por la expresión:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Energía producida (kWh)} \cdot \text{Precio del kWh (€/kWh)}$$

- **i:** Es la tasa de actualización del dinero que se estima como coste de capital o como rendimiento apropiado. Es el interés del dinero.
- **T:** Vida de la inversión o número de periodos considerados en años.

El “**modo 2**”, se corresponde con un cálculo más exacto del VAN.

La expresión que nos permite calcular el valor actual neto según este segundo modo es:

$$VAN = -I + \sum_{K=1}^T \frac{Q_K}{(1+i)^K} \quad [\text{Ec. 3.3}]$$

donde:

- **I:** Es la inversión inicial del capital en euros. Ésta se toma con signo menos en la expresión debido a que se trata de un desembolso de dinero.
- **QK:** Flujo neto de caja en el año '*K-ésimo*' en euros.
- **i:** Es la tasa de actualización del dinero que se estima como coste de capital o como rendimiento apropiado. Es el interés del dinero.
- **T:** Vida de la inversión o número de periodos considerados en años.

En este caso los flujos de caja para un período de T años de vida útil del parque eólico, viene dados por:

La energía producida por el parque eólico:

$$\text{Energía Producida} = [E1 \dots EK \dots ET]$$

con E_i ($1 < i < T$): la energía producida en kWh en el año 'i'. Ésta puede aumentarse anualmente con una tasa de incremento 'tasa_prod' dada en el fichero param.dat. Este incremento atiende a un modelo de estimación del aumento de la producción debido a la variación de las condiciones de viento.

El precio del kWh anual producido:

$$\text{Precio kWh} = [P1 \dots PK \dots PT]$$

con P_i ($1 < i < T$): tarifa en euros del kWh en el año 'i'. Ésta puede aumentarse anualmente una tasa de incremento 'tasa_pkwh'.

- El valor de los ingresos anuales obtenidos viene dado por el producto de los vectores anteriores componente a componente:

$$\text{Ingresos (Euros)} = \text{Energía Producida (kWh)} \times \text{Precio kWh (Euros/kWh)}$$

- Por otro lado se tienen los costes de explotación representados por los gastos de operación y mantenimiento:

$$\text{Gastos O \& M} = [G1 \dots GK \dots GT]$$

con G_i ($1 < i < T$): gasto de Operación y Mantenimiento en euros en el año 'i'. Ésta puede aumentarse anualmente una tasa de incremento 'tasa_goper' dada en el fichero param.dat.

Los flujos de caja de cada año vienen dados por la expresión:

$$\text{Flujos de Caja (Euros)} = \text{Ingresos (Euros)} - \text{Gastos O \& M (Euros)}$$

Hay que aclarar al usuario que en **ambos modos** se hace el mismo cálculo de la inversión inicial. Esta inversión tiene dos componentes diferenciadas: por un lado la inversión en los aerogeneradores y por otro el coste de la obra civil.

La inversión en los aerogeneradores obedece a dos sumandos, uno es el coste de la torre de los generadores, que es un coste variable con la altura de ésta, y otro es el coste de la máquina generadora, que es un coste fijo para una determinada marca y modelo.

La inversión en la obra civil comprende también dos conceptos, por un lado los costes auxiliares (relacionados con la realización de los caminos de acceso y los costes del transporte de los aerogeneradores), y los costes de la cimentación y el montaje.

De cara a los costes auxiliares es importante destacar la profundidad con que trata el programa este aspecto. Ya que dentro de esta herramienta de programación se ha incluido el concepto de economías de escala. Este concepto está relacionado con la idea de la reducción en los costes auxiliares, es decir, costes de realización de los caminos de acceso a los aerogeneradores y costes del transporte de los mismos, que se produce por el hecho de instalar aerogeneradores próximos entre sí. Es decir, el programa en la búsqueda de la solución óptima tendrá en cuenta la disposición de los aerogeneradores, tal que reducirá los costes auxiliares de la obra civil de forma lineal según la proximidad entre estos.

En cuanto a los costes del trazado eléctrico cabe distinguir entre dos conceptos, uno correspondiente a los costes fijos de ejecución del trazado, y otro correspondiente a los costes variables, que dependen de la potencia transportada por dicho trazado.

4 MODOS DE EJECUCIÓN DEL PROGRAMA.

El programa dispone de tres modos de ejecución dependiendo cada uno de ellos del problema que el usuario pretenda resolver.

4.1 Modo de ejecución 1.

El programa resolverá de forma acoplada el problema de selección y posicionamiento de aerogeneradores y el problema del trazado eléctrico entre aerogeneradores y líneas de alta tensión.

Como el problema del trazado eléctrico óptimo requiere también de un algoritmo evolutivo para su resolución, y éste ha de ejecutarse para cada individuo del algoritmo del problema de posicionamiento, el costo computacional del programa es enorme. Con el fin de reducir este costo, y consecuentemente el tiempo de ejecución, el programa permite retardar el cálculo del trazado eléctrico hasta un determinado porcentaje del parámetro de convergencia del algoritmo para el cálculo del problema de posicionado, con esto se persigue que cuando comience el cálculo del trazado eléctrico ya haya existido una selección de individuos en el problema de posicionamiento, y por tanto el cálculo eléctrico solo se realizará sobre los mejores individuos.

También, para reducir el tiempo de ejecución, se permite que la resolución del problema de conexonado se realice de manera aproximada en las primeras iteraciones en las que se realiza el cálculo eléctrico, para posteriormente realizarlo de manera exacta.

De esta manera se realizará una selección inicial considerando la inversión del trazado eléctrico, que aunque ésta no sea la exacta de cada individuo, sí supondrá una inversión similar a la óptima, lo que permitirá al algoritmo del problema de conexonado seleccionar los individuos teniendo en cuenta la inversión derivada del trazado eléctrico.

4.2 Modo de ejecución 2.

En este modo el programa resuelve únicamente el problema de selección y posicionamiento de aerogeneradores en el parque eólico, sin tener en cuenta la inversión que supone la ejecución del trazado eléctrico.

4.3 Modo de ejecución 3.

El programa resuelve únicamente el problema del trazado eléctrico, por lo que en este caso será necesario introducir la posición y potencia de los generadores que se pretenden interconectar.

5 ENTRADAS DEL PROGRAMA.

La entrada de datos se realizará mediante la aplicación implementada en Excel “programa_excel”, dicha aplicación consta de distintas hojas en las que se introducirán los distintos datos del problema de la manera que se describe a continuación.

La primera hoja denominada ‘datos’ está dividida en tres secciones:

- Datos generales: En esta sección es necesario introducir los datos comunes para la resolución de los problemas de posicionamiento y conexionado de los aerogeneradores.
- Parámetros del problema de posicionamiento: Datos y parámetros para la resolución del problema de posicionamiento.
- Parámetros del problema de conexionado: Datos y parámetros necesarios para la resolución del problema de conexionado.

Estas tres secciones están claramente diferenciadas mediante colores como puede observarse en la figura 5.1, que muestra una visión general de la hoja ‘Datos’.

Datos Generales						
Número de celdas en eje horizontal:	20					
Número de celdas en eje vertical:	20					
Longitud del parque en el eje X (m):	10000					
Longitud del parque en el eje Y (m):	10000					
Considerar camino principal:	1					
Considerar zonas prohibidas:	1					
Máxima inversión en la solución final (I):	1000000000					
Vida de la inversión (años):	20					
Tasa de actualización (tanto por uno):	0.03					
Precio del kwh (I/k.w/h):	0.08					
Incremento anual del precio del kwh (tanto por uno):	0.03					
Gastos de operación y mantenimiento (I/año):	0					
Tasa de incremento de gastos de operación y mantenimiento (tanto por uno):	0					
Porcentaje de ejecución para inicio del cálculo eléctrico (%):	50					
Porcentaje de ejecución para inicio del cálculo eléctrico exacto (%):	90					
Modo de ejecución:	1					
Parámetros del problema de posicionamiento.						
Tamaño de la población:	200					
Máximo número de generaciones:	500					
Nº de repeticiones de la mejor solución para finalizar algoritmo:	20					
Probabilidad de cruce (tanto por uno):	0.8					
Probabilidad de mutación (tanto por uno):	0.5					
Penalización por cruce (tanto por uno):	1					
Penalización por mutación (tanto por uno):	1					
N. de generadores en la población inicial:	100					
N. máx. de generadores en solución final:	5					
Coefficiente de linealidad (l/rm):	25					
Número máximo de generadores a partir del que se reducen los costes auxiliares:	10					
Altura de referencia (m):	50					
Sobrecoste cimentación al superar la torre una altura de 50m (%):	30					
Sobrecoste cimentación en zona de baja capacidad portante (%):	15					
Coefficiente de rugosidad del terreno:	0.0055					
Código correspondiente a la dirección predominante de viento:	0					
Tasa de incremento de la producción anual (tanto por uno):	0					
Modo de cálculo del VAN:	2					
Permitir varios caminos principales:	1					
Considerar solución inicial:	0					
Considerar efecto sombra:	1					
Factor de indisponibilidad:	0.95					
Parámetros del problema de conexonado.						
Tamaño de la población:	200					
Número máximo de generaciones:	1000					
Nº de repeticiones de la mejor solución para finalizar algoritmo:	100					
Probabilidad de cruce:	0.75					
Probabilidad de mutación:	0.05					
Tasa de eliminación:	0.2					
Número de veces que se repite el mejor:	6					
Número de líneas de alta tensión:	1					

Guardar datos

Generar hojas

Duplicar el tamaño de las celdas

Disminuir el tamaño de las celdas

Figura 5.1 Hoja 'Datos'

Como puede observarse en la figura 5.1 en la zona superior derecha se encuentran cuatro botones, éstos son: 'Generar hojas', 'Guardar datos', 'Duplicar el tamaño de las celdas' y 'Disminuir el tamaño de las celdas' cuya funcionalidad se detallará a continuación.

5.1 Generar hojas.

La función de la macro asociada a este botón es inicializar con valores nulos las hojas donde los datos son introducidos de manera matricial, por ello es muy importante no modificar la dimensión de estas matrices, ya que de lo contrario la ejecución de la aplicación 'algevo' dará errores.

Este botón debe ser pulsado tras introducir los datos de número de celdas en el eje horizontal, vertical y número de líneas de alta tensión (casillas 2B, 3B y 46B respectivamente).

Si la casilla de alguno de estos datos se encuentra vacía y el botón de generar hojas es pulsado, aparecerá un mensaje de alerta indicando cuál es el dato que falta por introducir, como se indica en la figura 5.2.

Número de celdas en eje horizontal:		Guardar datos	Generar hojas
Número de celdas en eje vertical:	20		
Longitud del parque en el eje X (m):	20000		
Longitud del parque en el eje Y (m):	20000		
Considerar camino principal:	1		
Considerar zonas prohibidas:	1		
Máxima inversión en la solución final:			
Vida de la inversión:			
Tasa de actualización:			
Precio del kwh:			
Incremento anual del precio del kwh:			
Gastos de operación y mantenimiento en euros:			
Tasa de incremento de gastos de operación y mantenimiento:			
Porcentaje de ejecución para inicio del cálculo eléctrico:	80		
Porcentaje de ejecución para inicio del cálculo eléctrico exacto:	90		
Modo de ejecución:	3		

Alerta

Hay que introducir un valor de celdas en eje horizontal

Aceptar

Figura 5.2 ‘Generar hojas’.

Pulsando el botón ‘generar hojas’, una vez introducidos correctamente los datos necesarios, aparece un mensaje advirtiéndole de que las hojas siguientes serán borradas.

Esta advertencia se realiza en el caso de que las hojas ya han sido inicializadas con anterioridad y puede existir en éstas información útil para el usuario. En este caso no es necesario realizar la acción de generar hojas. (Figura 5.3)

Altura de referencia:	50			
Sobrecoste al superar la torre una altura de 50m (%):	15			
Sobrecoste en zona de baja capacidad portante (%):	20			
Coefficiente de rugosidad del terreno:	0.15			
Código correspondiente a la dirección predominante de viento:	0			
Penalización o reducción del valor de la energía producida por efecto sombra (%):	0			
Tasa de incremento de la producción anual:	0			
Modo de cálculo del VAN:	1			
Parámetros del problema de conexionado.				
Tamaño de la población:	200			
Número máximo de generaciones:	1000			
Nº de repeticiones de la mejor solución para finalizar algoritmo:	100			
Probabilidad de cruce:				
Probabilidad de mutación:				
Tasa de eliminación:				
Número de veces que se repite el mejor:				
Número de líneas de alta tensión:				

Atención

Esta acción borrará los datos guardados en las hojas siguientes. Desea continuar?

Sí No

Figura 5.3 ‘Generar hojas’.

Si el usuario continúa con la acción, se generarán matrices de ceros con tantas filas como número de celdas en el eje vertical y tantas columnas como número de celdas en el eje horizontal.

Dichas matrices serán generadas en las hojas correspondientes: ‘costes’, ‘costespenalizados’, ‘cotas’, ‘porcentaje_max’, ‘porcentaje_min’, ‘zonas’, ‘weiC’, ‘weiK’, ‘zonasP’ y ‘lineas’. También se inicializará un vector columna en la hoja ‘capacidades’, cuyo número de elementos será igual al número de líneas de alta tensión.

5.2 Guardar datos.

Debe ser pulsado una vez introducido todos los datos necesarios para la resolución del problema a tratar.

Al pulsarlo aparecerá una advertencia indicando que serán borrados los datos existentes en ‘c:\datos’. Ésta advertencia se realiza por si el usuario tiene almacenados datos de algún problema anterior que puedan ser de su interés. (Figura 5.4)

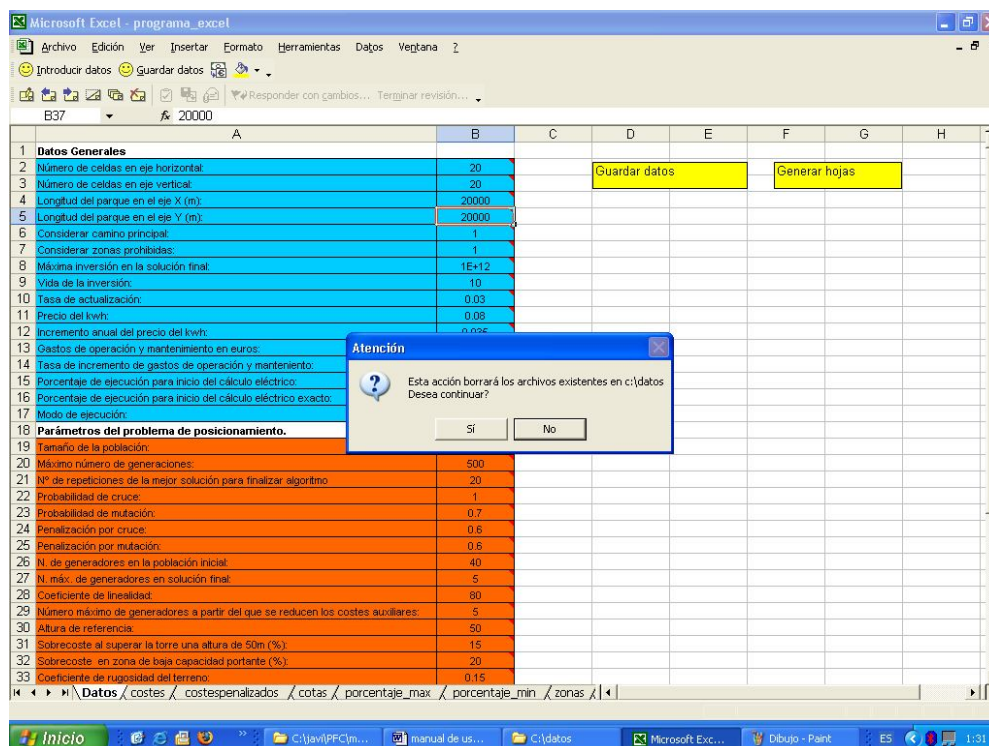


Figura 5.4 ‘Guardar datos’

A continuación aparecerá una ventana donde será necesario introducir un nombre para el archivo en el que se guardará dicho problema, éste archivo no es utilizado por la función de Matlab ‘algoevo’, pero sí es de utilidad en el caso de que el usuario quiera recuperar los datos del problema para realizar modificaciones. La carpeta de destino tiene el siguiente direccionamiento del disco duro: ‘c:\datos’. (Figura 5.5)

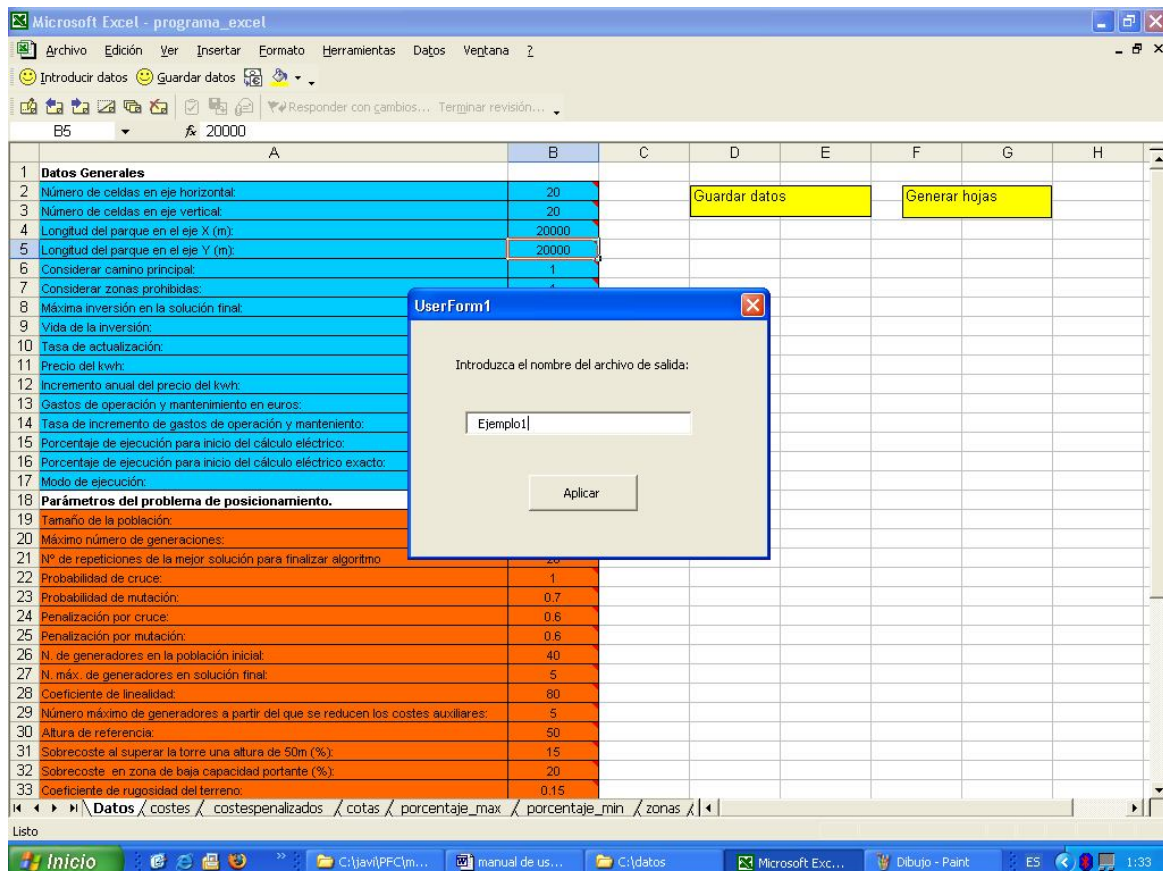


Figura 5.5 ‘Guardar datos’

Al hacer ‘click’ en el botón aceptar se generarán todos los archivos necesarios para la ejecución del programa ‘algoevo’. El direccionamiento de estos archivos será también el directorio ‘c:\datos’.

5.3 Duplicar el tamaño de las celdas.

Este botón permite modificar automáticamente el tamaño de la rejilla en la que ha sido discretizado inicialmente el problema. Al pulsarlo todas las matrices de datos serán modificadas automáticamente a la mitad de su dimensión.

5.4 Disminuir el tamaño de las celdas.

Del mismo modo que el botón ‘Duplicar el tamaño de las celdas’ este botón permite cambiar el tamaño de la rejilla en la que se ha discretizado el problema, duplicando en este caso el número de celdas en las que se dividirá el terreno.

5.5 Como introducir los datos.

5.5.1 Hoja ‘datos’

- Datos generales.

Datos Generales	
Número de celdas en eje horizontal:	20
Número de celdas en eje vertical:	20
Longitud del parque en el eje X (m):	10000
Longitud del parque en el eje Y (m):	10000
Considerar camino principal:	1
Considerar zonas prohibidas:	1
Máxima inversión en la solución final (€):	1000000000
Vida de la inversión (años):	20
Tasa de actualización (tanto por uno):	0.03
Precio del kwh (€/kWh):	0.08
Incremento anual del precio del kWh (tanto por uno):	0.03
Gastos de operación y mantenimiento (€/año):	0
Tasa de incremento de gastos de operación y mantenimiento (tanto por uno):	0
Porcentaje de ejecución para inicio del cálculo eléctrico (%):	50
Porcentaje de ejecución para inicio del cálculo eléctrico exacto (%):	90
Modo de ejecución:	1

Figura 5.6 Datos generales

A continuación se describen los datos a introducir en el capítulo de datos generales:

- Número de celdas en el eje horizontal: Número de divisiones en las que va a ser discretizado el terreno según el eje horizontal.
- Número de celdas en el eje vertical: Número de divisiones en las que va a ser discretizado el terreno según el eje vertical.

- Longitud del parque en el eje X: Longitud en metros del parque eólico según el eje horizontal.
- Longitud del parque en el eje Y: Longitud en metros del parque eólico según el eje vertical.
- Considerar camino principal: Variable que toma el valor “1” si en la simulación existe un camino de acceso principal previo a la instalación del parque eólico, y toma el valor “0” en caso contrario.
- Considerar zonas prohibidas: Variable que toma el valor “1” si en la simulación existen celdas con costes penalizadas, y toma el valor “0” en caso contrario.
- Máxima inversión en la solución final: Límite superior de dinero que se está dispuesto a desembolsar como inversión (euros).
- Vida de la inversión: Número de años previstos que estará operativo el parque eólico.
- Tasa de actualización: Tasa de actualización que se estima como coste de capital, o como rendimiento apropiado: i .
- Precio del kWh: Precio del kWh en euros.
- Incremento anual del precio del kWh: Tasa de incremento anual de la tarifa del kWh, en tanto por uno.
- Gastos de operación y mantenimiento anuales en euros.
- Tasa de incremento de gastos de operación y mantenimiento.

- Porcentaje de ejecución para inicio del cálculo eléctrico: (Sólo es necesario para el modo de ejecución 1): Valor en tanto por ciento del parámetro de convergencia que se debe alcanzar para que comience a ejecutarse el cálculo del trazado eléctrico.

- Porcentaje de ejecución para inicio del cálculo eléctrico exacto: (Sólo es necesario para el modo de ejecución 1). Valor en tanto por ciento del parámetro de convergencia que se debe alcanzar para que comience a ejecutarse el cálculo exacto del trazado eléctrico.

- Modo de ejecución: Variable numérica que permite elegir entre las distintas modalidades de cálculo del programa. Éstas son:

Modo de ejecución	
1	Resolución conjunta de los problemas de posicionamiento y conexionado
2	Resolución del problema de posicionamiento.
3	Resolución del problema de conexionado.

- **Parámetros del problema de posicionamiento.**

Parámetros del problema de posicionamiento.	
Tamaño de la población:	200
Máximo número de generaciones:	500
Nº de repeticiones de la mejor solución para finalizar algoritmo	20
Probabilidad de cruce (%):	80
Probabilidad de mutación (%) :	50
Penalización por cruce (%) :	100
Penalización por mutación (%) :	1
N. de generadores en la población inicial:	100
N. máx. de generadores en solución final:	5
Coefficiente de linealidad (€/m):	25
Número máximo de generadores a partir del que se reducen los costes auxiliares:	10
Altura de referencia (m):	50
Sobrecoste cimentación al superar la torre una altura de 50m (%):	30
Sobrecoste cimentación en zona de baja capacidad portante (%):	15
Coefficiente de rugosidad del terreno:	0.0055
Código correspondiente a la dirección predominante de viento:	0
Tasa de incremento de la producción anual (%):	0
Modo de cálculo del VAN:	2
Permitir varios caminos principales:	1
Considerar solución inicial:	0
Considerar efecto sombra:	1
Factor de disponibilidad:	0.95

Figura 5.7 Datos del problema de posicionamiento.

En este apartado se introducirán los datos propios del problema de posicionamiento de los aerogeneradores, por tanto es necesario introducirlos si se pretende ejecutar el programa en los modos '1' y '2'.

En este conjunto de datos se distinguen dos grupos, el primero corresponde a los parámetros propios del algoritmo evolutivo, éstos son los datos a introducir entre las filas 19 y 25 ambas inclusive. El segundo conjunto son datos necesarios para la resolución del problema de conexionado y comprende los datos de las filas 26 a 37.

- Parámetros del algoritmo evolutivo:

- Tamaño de población: Número de individuos que deben componer la población. El tamaño de la población que debe darse al programa será mayor mientras más variables entren en juego en la simulación (tamaño de la discretización del terreno, rango de altura de las torres, tipos de máquinas, potencias de las máquinas, número de aerogeneradores máximos, condiciones de viento, tipos de terreno, dirección de viento predominante, parámetros en la reducción de costes auxiliares, sobrecostes en la cimentación, evolución de costes auxiliares con la distancia, etc.). El usuario ha de saber que a medida que se incremente el número de individuos de una población mayor será el tiempo de computación de dicha simulación.
- Máximo número de generaciones: Número máximo de iteraciones permitidas para que el algoritmo alcance el óptimo. Es una medida de seguridad del algoritmo, ya que llegado a este número de iteraciones sin la solución óptima encontrada el algoritmo finaliza. Luego es una seguridad ante la no convergencia del problema. Esta no convergencia de una solución no es frecuente, y probablemente será consecuencia de un mal ajuste de los parámetros del problema.
- Número de repeticiones de la mejor solución para finalizar el algoritmo: Es el criterio de convergencia del algoritmo, corresponde al número de veces que se debe repetir la mejor solución, tras generaciones consecutivas, para que se considere que el algoritmo ha convergido.
- Probabilidad de cruce: Probabilidad que tiene un individuo de la población de ser cruzado. Este parámetro reduce el número de cruces, ya que esta operación se efectuará según la probabilidad indicada.
- Probabilidad de mutación: Probabilidad que tiene un individuo de ser mutado. Este parámetro reduce el número de mutaciones, ya que esta operación se efectuará según la probabilidad indicada.

- Penalización por cruce: Ratio a aplicar a la bondad de un individuo seleccionado para cruzarse. Este parámetro evita que el programa se centre en un conjunto determinado de soluciones.
- Penalización por mutación: Ratio a aplicar a la bondad de un individuo seleccionado para mutarse. Se consigue con éste acotar la variabilidad de la mutación entorno al valor original del individuo.
- Número máximo de generadores para población inicial: Número máximo de aerogeneradores que pueden contener los individuos de la población inicial.
- Número máximo de generadores: Permite restringir la solución del programa al limitar el número de aerogeneradores del óptimo.

- Datos del problema de posicionamiento:

- Coefficiente de linealidad. La forma en que se incrementan los costes de los caminos de acceso auxiliares a los aerogeneradores, así como el coste del transporte de los mismos, se recoge en este coeficiente de linealidad.

El procedimiento de cálculo de costes auxiliares (caminos de acceso + transporte), se basa en la generación de costes de forma proporcional a la distancia y con evolución lineal, es decir, los costes de implantación de aerogeneradores varían de forma lineal aumentando con la distancia que separa cada punto respecto del camino principal según el coeficiente de linealidad. Los costes generados se almacenan en el archivo `_costes_iniciales.txt`, ubicado en el directorio: `'c:\resultados'`.

Así para una zona de mayor pendiente se entiende un mayor encarecimiento de los costes debido a su peor accesibilidad y por consiguiente un mayor esfuerzo económico de cara a la realización de caminos auxiliares en zonas complicadas,

así como encarecimiento del transporte de los tramos de la torre y la máquina, y de su montaje.

Por lo tanto la variación de los costes viene determinada según sea el valor del coeficiente de linealidad como puede verse en la figura 5.8.

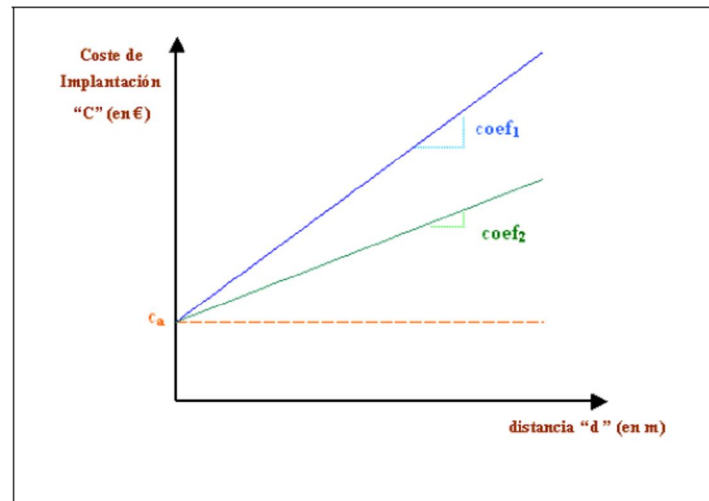


Figura 5.8 Incremento de costes.

El coste de implantación se obtiene según la siguiente expresión:

$$C = coef \cdot d + c_a$$

Éste es el motivo por el cual se necesita conocer la matriz de cotas, así como las dimensiones del parque eólico: es el cálculo de las distancias entre los distintos puntos del terreno.

- Número máximo de generadores a partir del que se reducen los costes auxiliares. Éste parámetro se corresponde con el número máximo de aerogeneradores que se tienen en cuenta para frenar el incremento de reducción de los costes auxiliares, es decir, es el número de aerogeneradores a partir del cual la reducción del coste auxiliar no crece y se mantiene constante. La evolución de la reducción de esta función depende también de los parámetros ‘porcentaje máximo’ y ‘porcentaje mínimo’, la forma de introducir estos datos se detallará mas adelante.
- Altura de referencia. Altura de referencia a la que se proporciona el parámetro de escala ‘C’ de la Weibull, dado en la página $weiC$.
- Sobrecoste al superar la torre una altura de 50m. En la hoja maquinas, como se mostrará posteriormente, se introduce el coste de la cimentación de un tipo de aerogenerador en cuestión, para una altura de la torre inferior o igual a 50 metros, y a un tipo de terreno de alta capacidad portante tal que la cimentación se ejecute mediante zapata aislada.

Éste parámetro representa el incremento en tanto por ciento de estos costes de cimentación cuando se supera la altura de 50m.

- Sobrecoste en zona de baja capacidad portante. Representa el incremento en tanto por ciento de los costes de cimentación al situar un aerogenerador en una zona de baja capacidad portante.

En caso de que se den ambas condiciones (altura de la torre superior a 50m y zona de baja capacidad portante), el programa incrementará los dos porcentajes simultáneamente.

- Longitud de rugosidad del terreno. Éste parámetro es utilizado para el cálculo del comportamiento del viento. El perfil de velocidad del viento es una función exponencial como la que representa la ecuación (3.2). La velocidad del viento a ras de superficie es cero, debido a la fricción entre el aire y la superficie del suelo. Con la altura, la velocidad del viento incrementa, tanto más lenta cuanto mayor es la altura, hasta que a una altura de aproximadamente 2 km el cambio de velocidad es nulo. Esto es lo que se conoce como cizallamiento del viento y es un efecto muy importante a considerar en la instalación de aerogeneradores para determinar la altura más indicada del buje y para tener una idea de los esfuerzos que se generan sobre los álabes entre sus posiciones más alta y más baja.

$$v(z) = v(z_{ref}) \cdot \frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_{ref}}{z_0}}$$

donde:

$v(z)$ velocidad del viento a la altura z

$v(z_{ref})$ velocidad del viento a la altura de referencia

z altura a la que se quiere conocer la velocidad del viento

z_{ref} altura de referencia sobre el nivel del terreno

z_0 longitud de rugosidad del terreno.

Los valores de longitud de rugosidad del terreno (z_0) se corresponden con la altura en metros sobre la superficie a la que la velocidad del viento es cero. Ello depende de la orografía del terreno y de sus usos.

Valores de longitudes de rugosidad para distintos tipos de terrenos.

Tipo de Terreno	Longitud rugosidad z_0
Áreas de agua	0.0002
Campo abierto con superficie lisa (p.ej. pistas aeropuertos)	0.0024
Tierra de cultivo con edificios y setos resguardantes	0.2
Ciudades grandes con edificios altos	0.8

Como muestra la figura 5.9, cuanto mayor es la longitud de rugosidad del terreno más lentamente incrementa la velocidad del viento con la altura, con lo que, a una misma altura de montaje, menor será la energía que se obtendrá del viento.

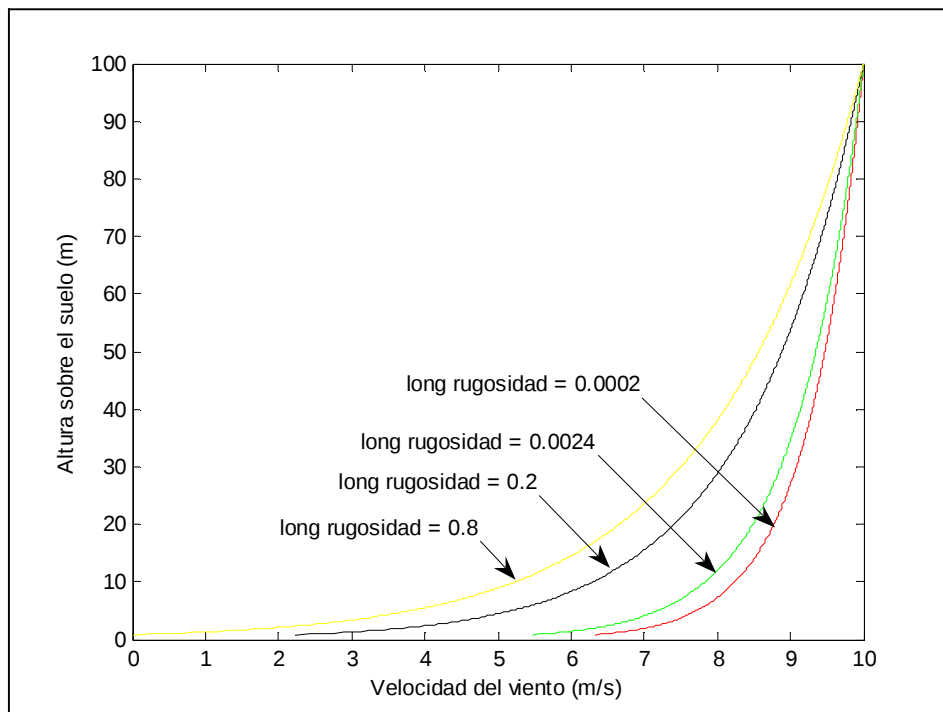


Figura 5.9 Perfil de velocidad del viento frente a altura sobre el terreno para distintas longitudes de rugosidad.

- Dirección del viento predominante. La dirección de viento predominante en el terreno donde se van a ubicar los aerogeneradores viene codificada mediante los códigos mostrados en la tabla siguiente:

Dirección de viento	Código
Ninguna	0
Norte	1
Nordeste	2
Este	3
Sudeste	4
Sur	5
Sudoeste	6
Oeste	7
Noroeste	8

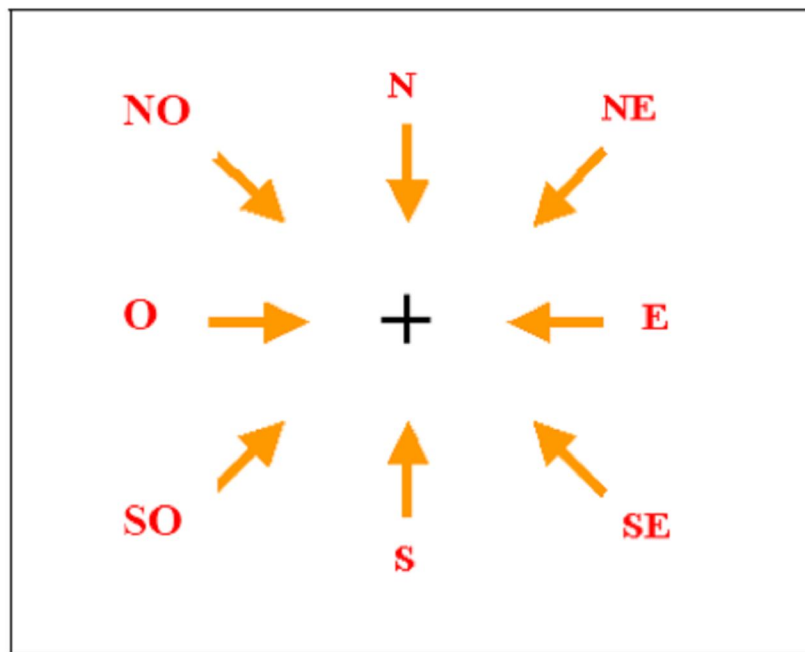


Figura 5.10 Direcciones de viento.

En el caso de que no se introduzca un valor nulo, es decir, ninguna dirección del viento predominante el programa permite realizar el cálculo según la rosa de los vientos, para ello será necesario introducir los datos de viento correspondiente a las ocho direcciones así como la frecuencia con la que el viento sopla en cada una de las direcciones, todo esto se detallará en capítulos posteriores.

- Tasa de incremento de la producción anual. La energía producida puede aumentarse anualmente una tasa de incremento. Ésta atiende a un modelo de estimación del aumento de la producción debido a la variación de las condiciones de viento.
- Modo de cálculo del VAN. Esta variable toma los valores ‘1’ para el cálculo del VAN simplificado y ‘2’ calculo del VAN complejo.
- Permitir varios caminos principales. En el caso de que existan varios caminos principales de acceso al parque eólico. El usuario puede decidir la posibilidad de que en la solución óptima el trazado de los caminos auxiliares se realice utilizando varios caminos principales, tomando esta variable un valor de ‘1’, o de

lo contrario, que solo sea posible realizarlo a través de un camino principal introduciendo un valor de '0'.

- Considerar solución inicial. Esta opción permite al usuario introducir una solución heurística que será incluida en la población a evaluar por el algoritmo, por lo que si la solución inicial introducida es lo suficientemente buena se verán reducidos los tiempos de ejecución del programa. La solución inicial se introducirá en la hoja 'pos_gen'. El procedimiento necesario para introducir correctamente una solución inicial se detallará en el epígrafe correspondiente.
- Considerar efecto sombra. El usuario puede decidir si se considerarán los efectos de reducción de energía producidos por el efecto sombra. La captación de energía del viento que realiza una turbina provoca un decremento en la velocidad del viento que lo atraviesa, lo cual se traduce en una disminución de la energía cinética disponible para las turbinas que se encuentren aguas abajo en la dirección del viento incidente. Si el usuario introduce un valor '1' de esta variable el programa considerará este efecto, y si de lo contrario el valor es '0' no se tendrán en cuenta las consecuencias de este efecto para el cálculo de la solución óptima.
- Factor de indisponibilidad. En el cálculo de la energía anual producida hay que tener en cuenta que hay periodos de tiempo en los que, por tareas de mantenimiento, averías, etc., las máquinas no producen energía. Para tener en cuenta este fenómeno se aplicará un coeficiente de indisponibilidad (basado en la experiencia de otros parques, de valor entorno a 0.95).

- Parámetros del problema de conexionado:

- Tamaño de la población. Depende del tamaño de cada individuo. A mayor población, mayor número de individuos (soluciones) se generarán, lo que implica un mayor número de cruces y mutaciones, que permitirán alcanzar mejores soluciones. Sin embargo para unos individuos pequeños, puede no ser necesaria una población excesivamente grande que ralentizaría el algoritmo.

- Número máximo de generaciones. Es un parámetro de seguridad, alcanzado el número máximo de generaciones el algoritmo del cálculo del trazado eléctrico se detiene, aunque no se haya alcanzado la solución óptima.
- Número de repeticiones de la mejor solución para finalizar algoritmo. Éste parámetro fija el número de veces que se debe de repetir el mejor individuo para que se considere tal solución como óptima, es por tanto, un parámetro de convergencia del algoritmo.
- Probabilidad de cruce. Fracción de la población que será cruzada en cada generación. Dependiendo de la posición de cruce pueden obtenerse individuos radicalmente distintos de sus progenitores, y no siempre con buenos resultados. Por esta razón muchos autores cruzan sólo una parte de los individuos que se seleccionan para pasar a la generación siguiente; en el algoritmo desarrollado se han ensayado tasas de cruce variando entre un 50% y el 100%, obteniéndose los mejores resultados con una tasa próxima al 75%.
- Probabilidad de mutación. Es la probabilidad en tanto por uno que tiene un individuo de ser mutado en cada generación.

A partir de éste parámetro se fijará el número de mutaciones realizadas en cada iteración, éste número es igual al producto de la probabilidad de mutación por el tamaño de la población y por el tamaño de los individuos.

La elección de un valor para la probabilidad de mutación es muy importante. Una tasa de mutación demasiado elevada impide que la población sea estable, ya que tras los cambios se perdería la información genética de los cruces. Al contrario, una tasa de mutación demasiado pequeña, provocaría una población demasiado uniforme, lo cual acarrearía consecuencias nefastas para el algoritmo porque no llegaría a generarse la solución óptima. Para encontrar una solución de compromiso entre ambas situaciones la mayor parte de los autores recomiendan una tasa de mutación entre un 1% y 5%.

- Número de veces que se repite el mejor. Es el número de veces que se repetirá el mejor individuo de cada generación.

Cuanto mayor sea el número de individuos que en el pasado hayan demostrado ser los más capaces, mayor probabilidad habrá de encontrar más rápidamente el óptimo, pero por otro lado si éste número es demasiado alto la población corre riesgo de ser saturada, tras una serie de pruebas se determinó que un valor de 6 es apropiado para esta variable.

- Número de líneas de alta tensión. Número de líneas de alta tensión disponibles para realizar una conexión eléctrica que atraviesan el terreno del parque eólico. Éste número está limitado al valor máximo de diez líneas.

5.5.2 Hoja 'camino'.

En esta hoja se introducirán los vértices de los caminos de acceso principales que existen en el terreno correspondiente al parque eólico, es decir, se introducirán las casillas en las que existe un cambio de dirección en los caminos.

La matriz tendrá las dimensiones de la discretización del terreno, siendo todos los valores nulos excepto en las casillas donde existe un cambio de dirección del camino.

El modo de introducir estos vértices será mediante un número de dos dígitos, el primero indicará la numeración del camino correspondiente comenzando la numeración en el número '1', y el segundo hace referencia a la numeración de los vértices del camino correspondiente comenzando la numeración de los vértices en el número '0', de manera que cada vértice se unirá con él que le sigue en numeración, de este modo se facilita la identificación de trazados complejos por parte del algoritmo.

Cada camino principal tendrá asociado un coste de transporte, datos que será introducido en la hoja 'costes',

5.5.3 Hoja 'Costes'.

Estos datos de entrada se corresponden con el coste del transporte de los aerogeneradores a pie de camino principal. Son los valores utilizados para calcular los

costes de los caminos de accesos a los aerogeneradores así como el coste del transporte hasta la ubicación final de los mismos.

Los costes serán introducidos mediante un vector columna, de tal manera que el primer elemento introducido corresponderá a los costes de transporte de un aerogenerador hasta el camino principal 1, y así progresivamente hasta el número de caminos principales existentes en el parque eólico.

5.5.4 Hoja: 'z_prohib_aerog'

Contiene las casillas en las que no se puede ubicar un aerogenerador debido a las múltiples causas que puede llevar a esto, como puede ser la presencia de una zona rocosa en la zona de ubicación, o bien, la presencia de una zona pantanosa o un lago. En definitiva se trata de zonas prohibidas para el algoritmo del cálculo del problema de posicionamiento debido a la orografía del lugar.

El contenido de esta hoja es una matriz cuyas dimensiones coinciden con el número de filas y columnas en que se ha dividido el terreno.

Esta matriz tiene todos los elementos nulos, excepto en la posiciones donde exista una zona prohibida, cuyo valor será la penalización, es decir, un coste elevado en euros. Así habrá tantos elementos no nulos como casillas penalizadas existan.

Un ejemplo gráfico de esto puede observarse en la figura 5.11.

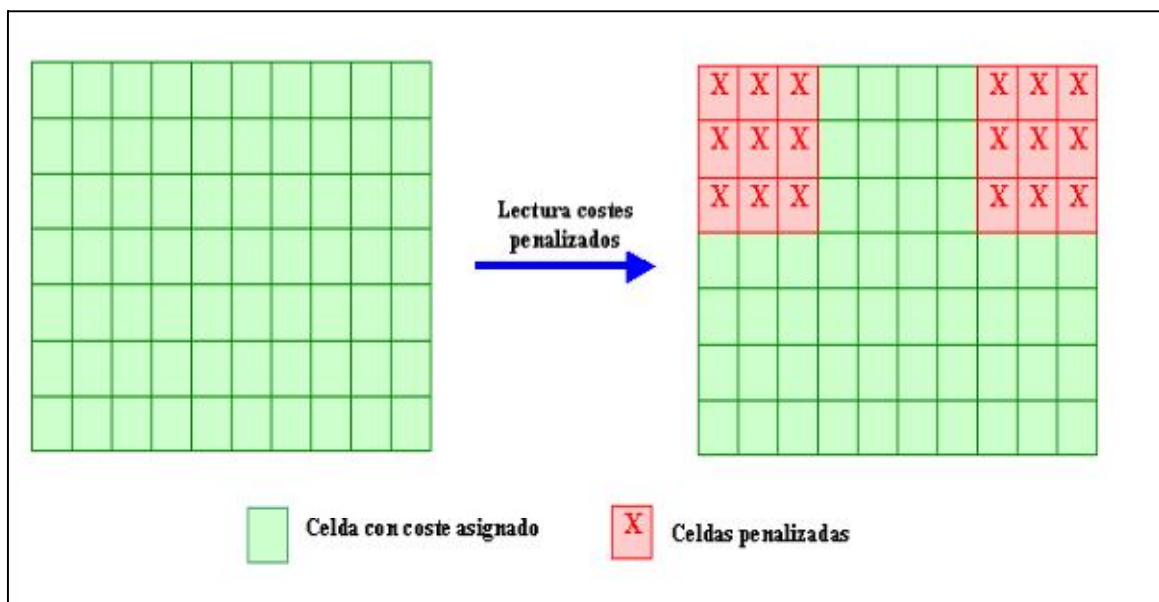


Figura 5.11 Lectura de costes penalizados.

En la figura anterior, se muestra la introducción de las celdas penalizadas sobre la matriz de costes generados a partir de los datos: ‘cotas’, ‘costes’, ‘coef’ y ‘costespenalizados’. El fichero generado en la ejecución del programa se denomina `costes_iniciales.txt`, cuyo direccionamiento será: ‘C:\resultados’.

Dicho fichero contiene, por tanto, el valor de los costes de los caminos de acceso a los aerogeneradores así como el transporte de los mismos hasta su ubicación final, además de las celdas penalizadas.

5.5.5 Hoja ‘cotas’.

Es necesario introducir los datos referentes al nivel de cota del parque eólico. Esta matriz contiene el nivel de cota de todo el terreno que ocupa el parque eólico discretizado según la rejilla de puntos que se haya seleccionado.

La dimensión de esta matriz coincide con el número de filas y columnas en que se ha dividido el terreno, y almacena en cada celda el nivel de cota.

Un ejemplo visual de esto se muestra en los siguientes gráficos: por ejemplo se da la matriz de cotas ‘*M*’, en metros, como se indica en la figura 5.12.

200	200	150	100	75	75	100	150	200	200
200	200	150	100	75	75	100	150	200	200
200	200	150	100	75	75	100	150	200	200
200	150	100	75	75	75	75	100	150	200
150	100	75	75	75	75	75	75	100	150
75	75	100	100	100	100	100	100	75	75
100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Figura 5.12 Matriz de cotas

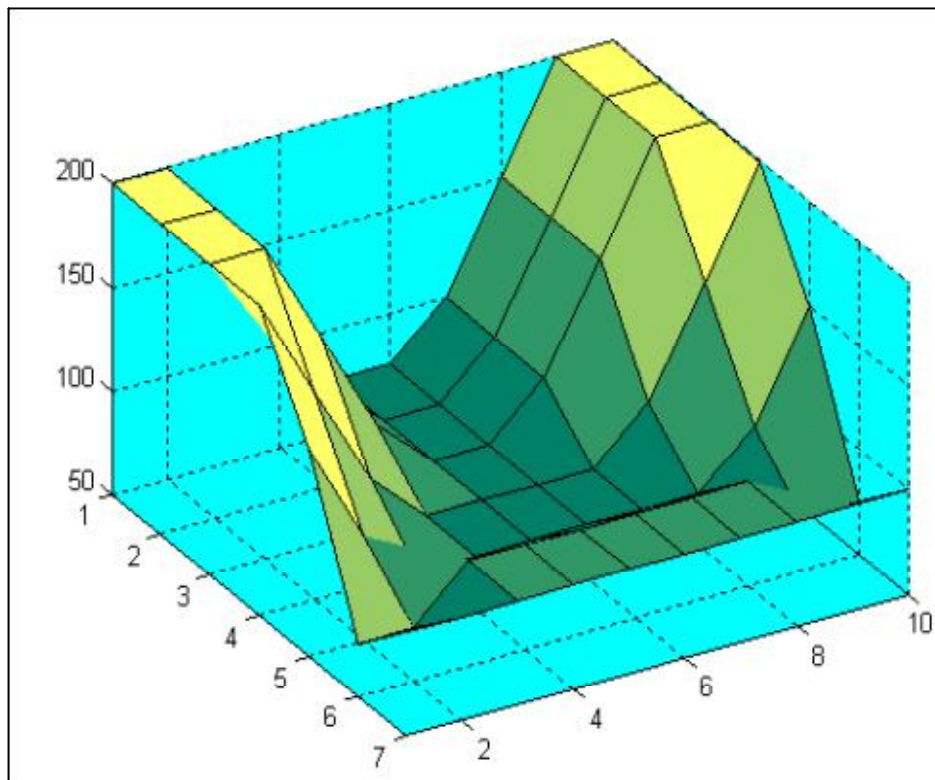


Figura 5.13 Superficie correspondiente a la matriz de cotas.

5.5.6 Hoja 'zonas'.

En esta hoja se presenta una estructuración de los datos en forma de matriz, con tantas filas y columnas según sean la división del terreno. El contenido de la misma será '1', o bien '2', dependiendo del tipo de terreno de que se trate.

Los tipos de terrenos que se contemplan son dos, según su capacidad portante, por un lado el tipo '1' que se corresponde con un terreno de mayor capacidad portante lo que conlleva una cimentación mediante zapata aislada, y por otro el tipo '2' que se corresponde con un tipo de terreno de menor capacidad portante, tipo arcilloso, que conlleva una cimentación mediante zapata pilotada y por tanto más cara.

5.5.7 Hojas 'WeiC'.

Estas hojas contienen los parámetros de escala de la distribución de Weibull, que ajusta los datos de viento de cada punto del terreno a la altura de referencia. Estas matrices tendrán tantas filas y columnas como corresponda a la discretización del terreno que se haya adoptado.

El comportamiento del viento a una determinada altura se aproximará mediante la función de distribución de Weibull, la cual proporciona la densidad de probabilidad con la que aparece una determinada velocidad de viento caracterizada a través de dos constantes, el parámetro de forma K y el parámetro de escala C .

$$p(v) = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K}$$

donde:

$p(v)$ frecuencia con la que aparece una velocidad de viento v

K parámetro de forma de la función de Weibull

C parámetro de escala de la función de Weibull

El parámetro de escala, C , al igual que la velocidad media del viento, indica como de ventoso es, en promedio, el emplazamiento

De este modo, cuanto mayor sea el factor de escala, C , de la función de Weibull, mayor probabilidad habrá de tener un viento con una velocidad determinada.

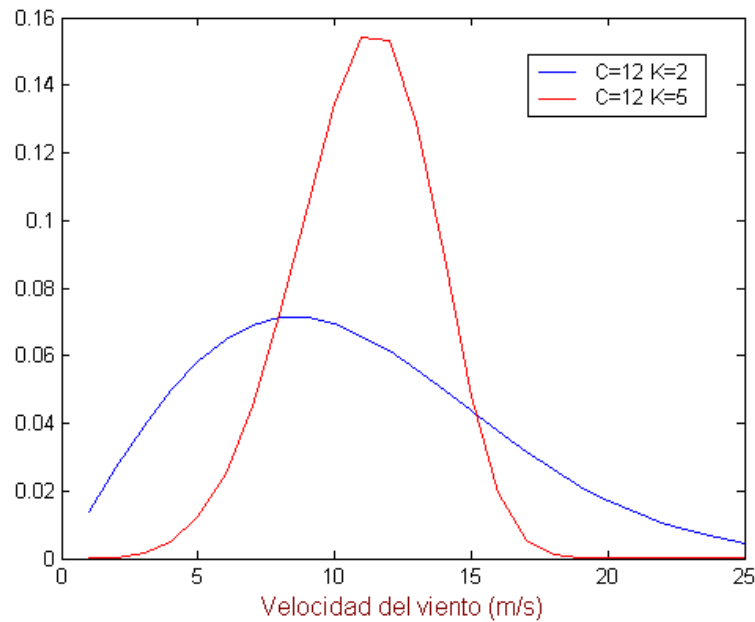


Figura 5.14 Variación en p.u. de la distribución de densidad de probabilidad de Weibull con el factor de escala C .

Como en el problema se considerarán direcciones posibles de viento, será necesario introducir los valores de parámetro de escala para cada una de las ocho direcciones posibles, esto se realizará en las hojas: 'weiC_Norte', 'weiC_Nordeste', 'weiC_Este', 'weiC_Sudeste', 'weiC_Sur', 'weiC_Suroeste', 'weiC_Oeste' y 'weiC_Noroeste'.

En el caso de que en la hoja 'datos' se haya seleccionado una dirección del viento predominante únicamente se considerarán los valores de parámetro de escala introducidos en la hoja 'weiC_Norte'.

5.5.8 Hojas 'WeiK'.

Estas hojas contienen los parámetros de forma de la distribución de Weibull, que ajusta los datos de viento de cada punto del terreno a la altura de referencia. Éstas matrices tendrá tantas filas y columnas como corresponda a la discretización del terreno que se haya adoptado.

El parámetro de forma, K , indica como de puntiaguda es la distribución, es decir, que si las velocidades del viento tienden a estar próximas a un cierto valor, la distribución tendrá un alto valor de K , y será muy puntiaguda (ver Figura 5.15).

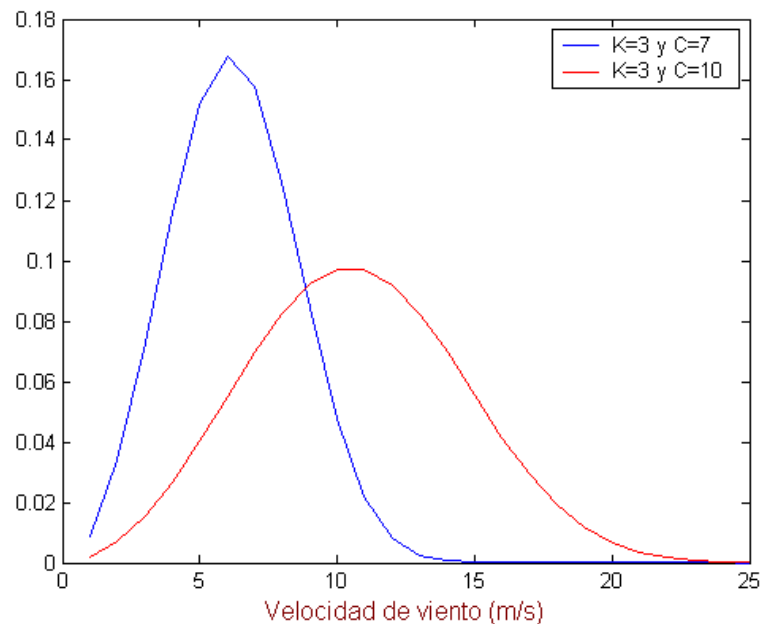


Figura 5.15 Variación en p.u. de la distribución de densidad de probabilidad de Weibull con el factor de forma K .

Como en el problema se considerarán ocho direcciones posibles de viento, será necesario introducir los valores de parámetro factor de forma para cada una de las ocho direcciones posibles, esto se realizará en las hojas: 'weiK_Norte', 'weiK_Nordeste', 'weiK_Este', 'weiK_Sudeste', 'weiK_Sur', 'weiK_Suroeste', 'weiK_Oeste' y 'weiK_Noroeste'.

En el caso de que en la hoja 'datos' se haya seleccionado una dirección del viento predominante únicamente se considerarán los valores del factor de forma introducidos en la hoja 'weiC_Norte'.

5.5.9 Hoja 'frecuencias'.

En esta hoja deben ser introducidos la frecuencia en tanto por ciento con la que sopla el viento en cada una de las ocho direcciones, en el caso de que se ejecute el programa sin considerar una dirección de viento predominante. La suma de todas las frecuencias introducidas debe ser 100. El modo de introducir las frecuencias es el mostrado en la figura 5.16.

Dirección del viento:	Norte	Nordeste	Este	Sudeste	Sur	Sudoeste	Oeste	Noroeste
Probabilidad (%):	100	0	0	0	0	0	0	0

Figura 5.16 Hoja 'frecuencias'.

5.5.10 Hoja 'coef_rugosidad'.

En el caso de que el programa sea ejecutado sin considerar una dirección de viento predominante es necesario introducir la longitud de rugosidad según las ocho direcciones de viento posibles. La estructura con la que se debe introducir la longitud de rugosidad según cada una de las direcciones se muestra en la figura 5.17.

Dirección del viento:	Norte	Nordeste	Este	Sudeste	Sur	Sudoeste	Oeste	Noroeste
Coefficiente de rugosidad:	0.0055	0.0055	0.0055	0.0055	0.0055	0.0055	0.0055	0.0055

Figura 5.17 Hoja 'coef_rugosidad'.

5.5.11 Hoja 'zonasP'.

Esta hoja contiene las casillas por las que no puede discurrir un trazado eléctrico debido a las múltiples causas que puede llevar a esto, como puede ser la presencia de una zona rocosa en la zona de ubicación, o bien, la presencia de una zona pantanosa o un lago.

Se trata de las zonas prohibidas para el algoritmo de cálculo del trazado eléctrico.

Esta matriz tendrá las dimensiones correspondientes a la discretización del terreno conteniendo un valor de '1' para las casillas en las que no puede realizarse el trazado eléctrico, y un valor de '0' para el resto de casillas.

5.5.12 Hoja 'líneas'

En esta hoja se introducirán los vértices de las líneas de alta tensión que existen en el terreno correspondiente al parque eólico, es decir, se introducirán las casillas en las que existe un cambio de dirección en el trazado de la línea de alta tensión.

La matriz tendrá las dimensiones de la discretización del terreno, siendo todos los valores nulos excepto en las casillas donde existe un cambio de dirección de una línea.

El modo de introducir estos vértices será mediante un número de dos dígitos, el primero indicará la numeración de la línea correspondiente comenzando la numeración en el número '1', y el segundo hace referencia a la numeración de los vértices de la línea correspondiente comenzando la numeración de los vértices en el número '0', de manera

que cada vértice se unirá con el que le sigue en numeración, de este modo se facilita la identificación de trazados complejos por parte del algoritmo.

A modo de ejemplo, cabe decir, que un vértice marcado con el número 23, corresponderá al cuarto vértice de la línea número dos.

Ésta manera de identificar las líneas de alta tensión conlleva una limitación de un máximo de nueve líneas y diez vértices por cada una de ellas.

A continuación se muestra un ejemplo visual de la introducción y tratamiento dado por el algoritmo a las líneas de alta tensión.

Introduciendo la matriz mostrada en la figura 5.18, el programa considera las líneas de alta tensión mostradas en la figura 5.19.

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	11	0	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 5.18. Entrada de líneas de alta tensión.

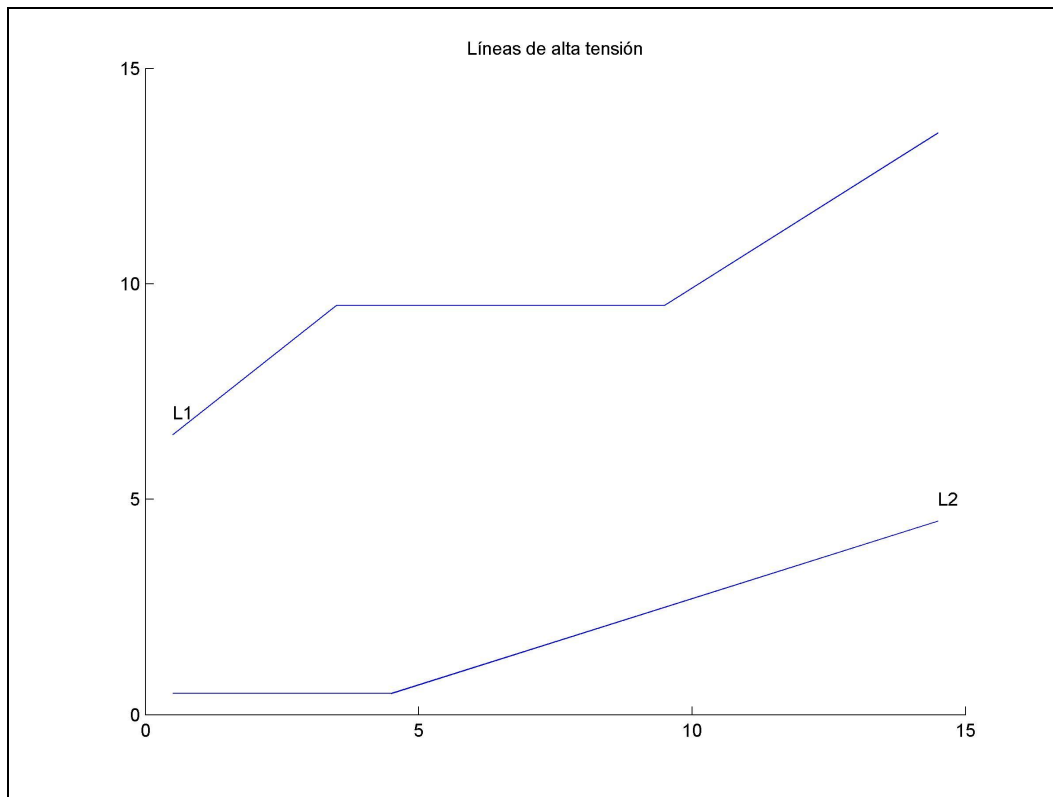


Figura 6.19. Líneas de alta tensión.

5.5.13 Hoja 'capacidades'.

Se introducirá mediante un vector columna la potencia, en kW, que es capaz de transportar cada una de las líneas. El primer elemento corresponderá a la capacidad de la línea uno, y así respectivamente hasta llegar al número de líneas de alta tensión existentes en el parque eólico.

5.5.14 Hoja 'pos_gen'.

En esta hoja se introducirá de forma matricial la posición y la potencia de los aerogeneradores, la matriz tendrá las dimensiones de la rejilla en la que se ha discretizado el terreno, siendo todos los valores nulos excepto en las posiciones donde se encuentra ubicado un aerogenerador. El valor a introducir en estas posiciones corresponderá a la siguiente codificación:

- Una parte entera, cuyo valor será el correspondiente al tipo de máquina. En la hoja 'máquinas' se introducirán los datos correspondientes a las

máquinas que se considerarán en el problema. Este valor corresponderá con la numeración de la máquina seleccionada en la hoja ‘máquinas’.

- Una parte decimal, que constará de dos cifras cuyo valor indicará la altura de la torre en decámetros.

A modo de ejemplo un valor de 2.10 hace referencia al segundo tipo de máquina existente en la hoja ‘máquinas’ con una altura de la torre de 100m, del mismo modo un valor 1.06 hace referencia a una máquina de tipo 1 con una altura de la torre de 60m.

La estructura de dicha matriz será como la del ejemplo de la figura.

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1.06	0	0	0	0	0	0	0	2.1	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1.06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	2.1	0	0	0	0	0	0

Figura 5.20 Posición de los aerogeneradores.

[illegible]

Figura 5.21 Hoja máquinas.

En el ejemplo de la figura anterior en el que se muestran las hojas ‘pos_gen’ y ‘máquinas’, existen cuatro aerogeneradores dos de tipo 1 (NM 600 Paso Fijo), es decir, la primera máquina existente en la hoja ‘máquinas’ con una altura de 60m, y dos aerogeneradores de tipo 2(BB-1300 Paso variable) con una altura de 100m.

Nota para el usuario: Esta matriz únicamente es necesario introducirla cuando se desee ejecutar el programa en' modo de ejecución 1'. Para ejecuciones en modo 1 y modo 2 si la opción 'considerar solución inicial' se encuentra activada, la disposición existente en esta hoja será considerada como solución inicial..

5.5.15 Hoja ‘maquinas’.

Los datos de los aerogeneradores a usar en el algoritmo, se introducirán en esta hoja. La estructura de ésta es la siguiente, estando cada campo líneas separadas y consecutivas:

- Marca: Campo alfanumérico que describe la marca del aerogenerador.
- Modelo: Campo alfanumérico que describe el modelo del aerogenerador.

- Potencia en kW: Campo numérico.
- Altura mínima de torre en metros: Campo numérico.
- Altura máxima de torre en metros: Campo numérico.
- Coste del aerogenerador en euros: Campo numérico.
- Coste por metro de la torre en euros / metro: Campo numérico
- Coste cimentación en euros: Campo numérico
- Curva de potencia en kW: Sucesión de valores numéricos.

En la curva de potencia, se introducirán los valores de potencia en kW correspondientes a la velocidad del viento que representa el índice del valor, siendo el primer valor el correspondiente a 1 m/s, el segundo a 2 m/s..., y así sucesivamente. El valor del coste de la cimentación que proporciona este archivo se corresponde con el de una cimentación perteneciente a un terreno con capacidad portante alta, tal que se ejecute dicha cimentación mediante zapata aislada, y para una altura de la torre de 50 metros o inferior.

En la última hoja se encuentra el conjunto de información referente a todos los aerogeneradores, del cual se puede extraer la información necesaria para insertarla en la hoja de maquinas, adaptando así los aerogeneradores disponibles al ensayo correspondiente.

El modo de extraer ésta información es cortar de la hoja 'base_datos_máquinas' la información referente al aerogenerador que se desea introducir en el ensayo, y pegarla a continuación de los existentes en la hoja 'máquinas'.

Marca del aerogenerador:	NEG-Micon													
Modelo del aerogenerador:	NM 600 (Paso Fijo)													
Potencia en kw:	600													
Altura mínima de torre en metros:	30													
Altura máxima de torre en metros:	100													
Coste del aerogenerador en euros:	400000													
Coste por metro de la torre en euros / metro:	1000													
Coste cimentación en euros:	70000													
Curva de potencia en kW:	0	0	0	21.2	49.3	83.2	131	202	281	362	434	499	548	
	577.3	596	602	602	593	571	546	525	510	501	479	458		
Marca del aerogenerador:	Bazán Bonus													
Modelo del aerogenerador:	BB-1300 Paso Variable													
Potencia en kw:	1300													
Altura mínima de torre en metros:	50													
Altura máxima de torre en metros:	70													
Coste del aerogenerador en euros:	1300000													
Coste por metro de la torre en euros / metro:	1500													
Coste cimentación en euros:	80000													
Curva de potencia en kW:	0	0	0	32.1	91.6	173	291	439	604	771	929	1072	1183	
	1250.1	1282	1294	1298	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300		
Marca del aerogenerador:	Ecotecnia													
Modelo del aerogenerador:	E100 Paso Variable													
Potencia en kw:	3000													
Altura mínima de torre en metros:	90													
Altura máxima de torre en metros:	90													
Coste del aerogenerador en euros:	3000000													
Coste por metro de la torre en euros / metro:	1500													
Coste cimentación en euros:	80000													
Curva de potencia en kW:	0	0	19	102	237	434	721	1080	1550	2091	2600	2843	2950	
	2989	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000		

Figura 5.22. Ejemplo de ‘máquinas’.

5.5.16 Hoja ‘coste_conductores’.

En esta hoja se dispone de la base de datos necesaria para el cálculo de la inversión correspondiente al trazado eléctrico. Los datos se refieren a líneas de media tensión, alta tensión y subestaciones. Para cada una de ellas se tienen los campos siguientes:

- Potencia máxima en kW: Sucesión de valores numéricos correspondiente a la potencia máxima que puede transportar cada conductor o subestación.
- Resistencia en Ω/km : Sucesión de valores numéricos correspondiente a la resistencia de cada conductor.
- Costes fijos de instalación en euros por kilómetro de conductor: Sucesión de valores numéricos correspondiente a los costes fijos de instalación.
- Tensión nominal: Campo numérico, en el que se presenta la tensión a la nominal del conductor o subestación.

Potencia máxima en kW que puede transportar cada conductor de media tensión:	6298	7344	9561	13025	17459
Resistencia en Ω /km de cada conductor de media tensión:	0.6136	0.403	0.262	0.161	0.102
Costes fijos de instalación en euros por kilómetro de conductor de media tensión:	24600	34243	36646	42014	58897
Tensión nominal del conductor de media tensión en Voltios:	20000	20000	20000	20000	20000
Potencia máxima en kW que puede transportar cada conductor de alta tensión:	6298	7570	10042	13001	15000
Resistencia en Ω /km de cada conductor de alta tensión:	0.6136	0.4261	0.2869	0.1962	0.15
Costes fijos de instalación en euros por kilómetro de conductor de alta tensión:	24600	27000	30000	33000	36000
Tensión nominal del conductor de alta tensión en Voltios:	132000	132000	132000	132000	132000
Potencia máxima en kW que puede transformar cada subestación:	400	630	2500	10000	30000
Resistencia en Ω de los devanados de los transformadores de cada subestación:	9.8175	5.689	1.5	0.3231	0.07111
Costes fijos de instalación de cada subestación:	60000	65000	90000	300000	400000
Tensión en Voltios a la que están referidas las resistencias de los devanados de los transformadores:	20000	20000	20000	20000	20000

Figura 5.23 Ejemplo 'coste_conductores'.

5.5.17 Hoja 'base_datos_máquinas'.

Como se comentó con anterioridad, esta hoja contiene el conjunto de información referente a todos los aerogeneradores. Ésta información puede ser extraída copiándola en la hoja 'máquinas'.

6 EJECUCIÓN DEL PROGRAMA

El programa de planificación se ha implementado en Matlab como se comentó al principio.

A continuación se describen los pasos necesarios para la correcta ejecución del programa.

1. Para realizar la ejecución se ejecuta MATLAB como cualquier otra aplicación de **Windows**, pulsando dos veces en el icono correspondiente en el escritorio o por medio del menú **Inicio**.



2. Una vez abierto el programa, aparece el entorno de trabajo donde se va a realizar la aplicación: Command Window. Ver figura 6.1.

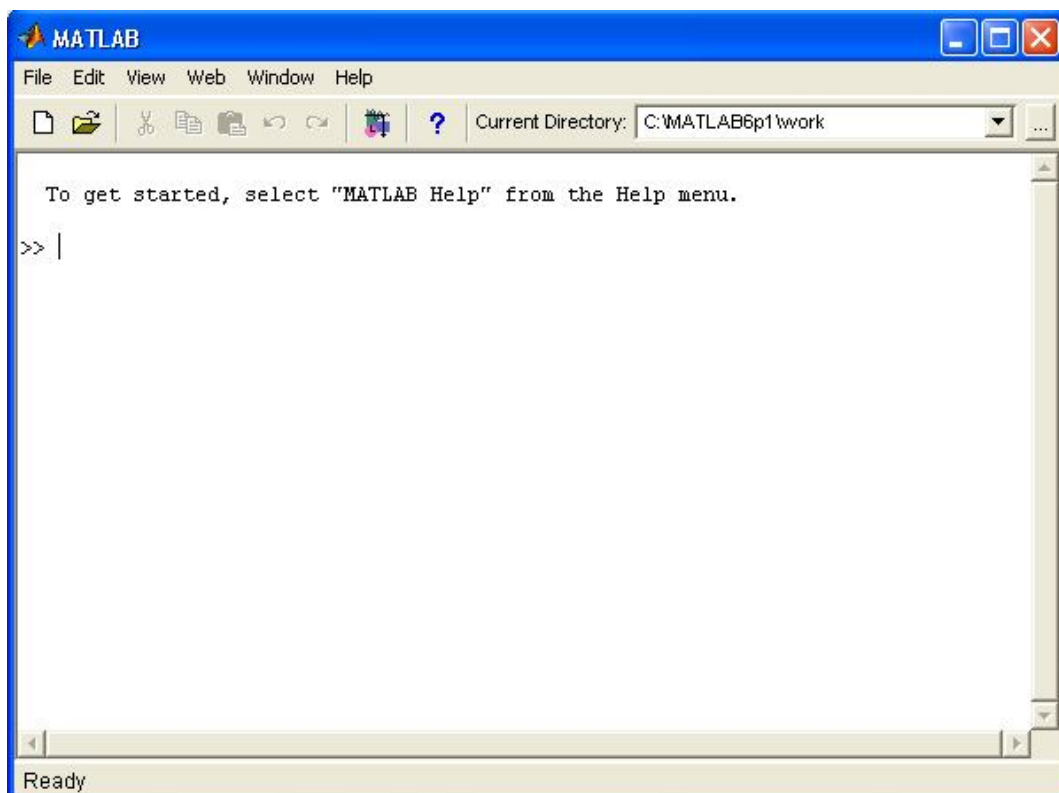


Figura 6.1 Entorno de trabajo de Matlab.

3. Una vez situados en el entorno de trabajo hay que direccionar Matlab en Current Directory a la carpeta donde estén contenidas las funciones del Programa y los ficheros de datos de entrada. Ver figuras 6.2. y 6.3.

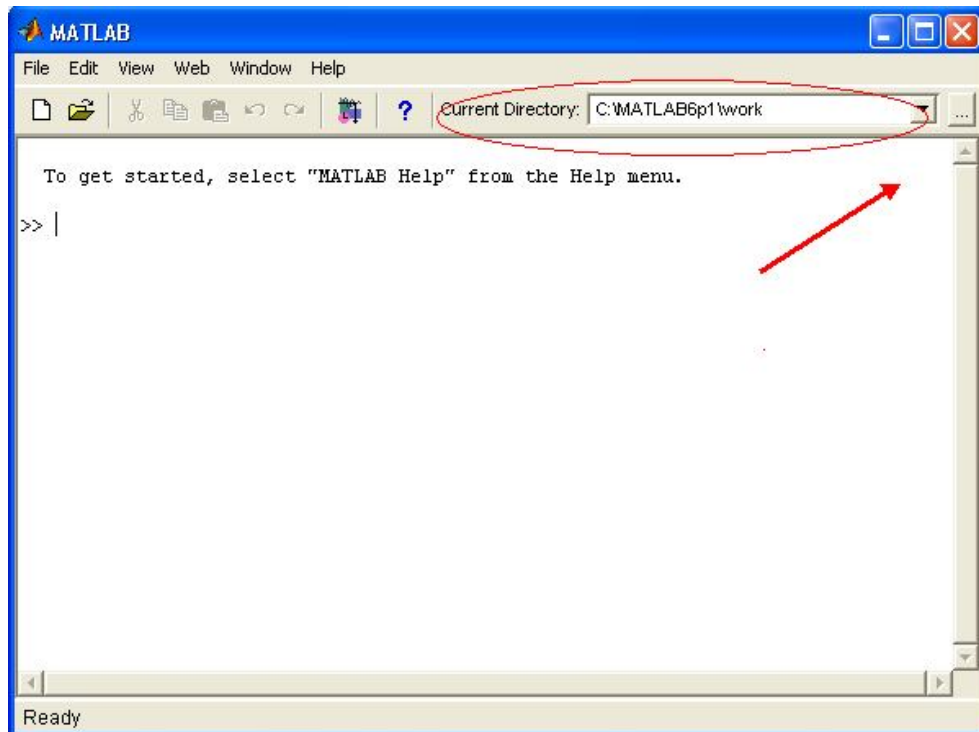


Figura 6.2 Direccionamiento de la carpeta del Programa de Planificación.

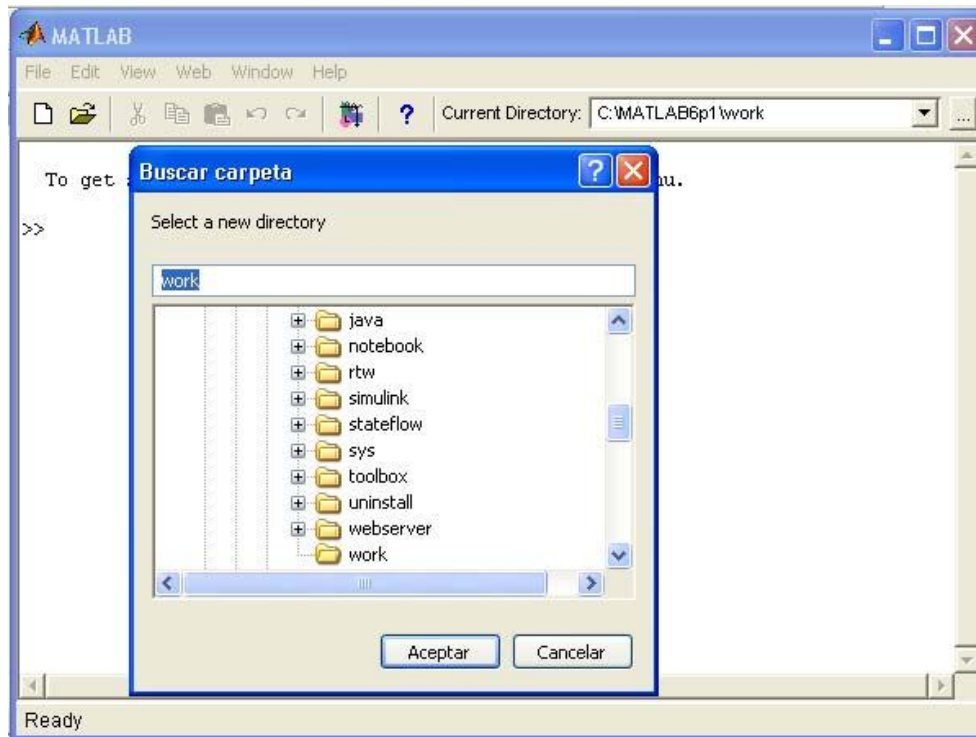


Figura 6.3 Elección de la carpeta con el contenido del Programa de Planificación.

4. Ejecución del Programa de Planificación

Para realizar este punto es suficiente con escribir en la ventana de comandos la sentencia *'algoevo'* y seguidamente pulsar *'return'*.

Un ejemplo de esta ejecución puede observarse en la figura 6.4

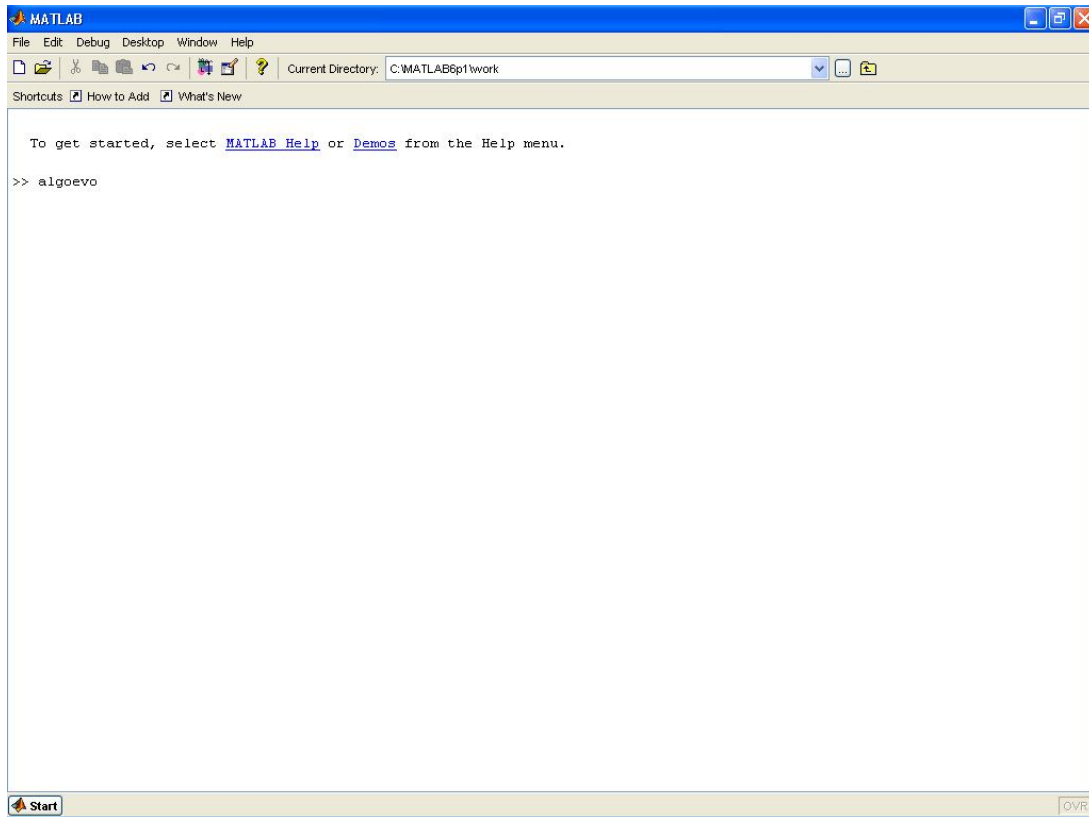


Figura 6.4 Ejecución del programa principal.

5. Por último, tras realizar la ejecución se espera a la convergencia del algoritmo y a la generación de resultados.

7 RESULTADOS DEL PROGRAMA

Los resultados que presenta el programa son presentados en forma de gráficos y de fichero de texto, todos ellos son almacenados automáticamente en el directorio 'c:\resultados'.

Para la explicación del programa se ha optado por presentar una aplicación concreta.

A continuación se muestra sin comentarios adicionales todos los datos introducidos para la realización de este ejemplo.

- Hoja 'Datos'.

Datos Generales	
Número de celdas en eje horizontal:	20
Número de celdas en eje vertical:	20
Longitud del parque en el eje X (m):	20000
Longitud del parque en el eje Y (m):	20000
Considerar camino principal:	1
Considerar zonas prohibidas:	1
Máxima inversión en la solución final:	1E+12
Vida de la inversión:	10
Tasa de actualización:	0.03
Precio del kwh:	0.08
Incremento anual del precio del kwh:	0.035
Gastos de operación y mantenimiento en euros:	0
Tasa de incremento de gastos de operación y mantenimiento:	0
Porcentaje de ejecución para inicio del cálculo eléctrico:	80
Porcentaje de ejecución para inicio del cálculo eléctrico exacto:	90
Modo de ejecución:	1

Figura 7.1 Datos generales.

Parámetros del problema de posicionamiento.	
Tamaño de la población:	100
Máximo número de generaciones:	500
Nº de repeticiones de la mejor solución para finalizar algoritmo	10
Probabilidad de cruce (tanto por uno):	0.8
Probabilidad de mutación (tanto por uno) :	0.5
Penalización por cruce (tanto por uno) :	1
Penalización por mutación (tanto por uno) :	1
N. de generadores en la población inicial:	20
N. máx. de generadores en solución final:	5
Coefficiente de linealidad (€/m):	25
Número máximo de generadores a partir del que se reducen los costes auxiliares:	10
Altura de referencia (m):	50
Sobrecoste cimentación al superar la torre una altura de 50m (%):	30
Sobrecoste cimentación en zona de baja capacidad portante (%):	15
Coefficiente de rugosidad del terreno:	0.0055
Código correspondiente a la dirección predominante de viento:	0
Tasa de incremento de la producción anual (tanto por uno):	0
Modo de cálculo del VAN:	2
Permitir varios caminos principales:	1
Considerar solución inicial:	0
Considerar efecto sombra:	1
Factor de indisponibilidad:	0.95

Figura 7.2 Parámetros del problema de posicionamiento.

Parámetros del problema de conexionado.	
Tamaño de la población:	100
Número máximo de generaciones:	1000
Nº de repeticiones de la mejor solución para finalizar algoritmo	50
Probabilidad de cruce:	0.75
Probabilidad de mutación:	0.02
Tasa de eliminación:	0.2
Número de veces que se repite el mejor:	6
Número de líneas de alta tensión.	2

Figura 7.3 Parámetros del problema de conexionado.

- Hoja ‘camino’.

[illegible]

Figura 7.4 Hoja ‘camino’.

En la celda 1A se introducirá un valor de coste de transporte hasta el camino principal de 6000 euros.

- Hoja ‘z_prohib_aerog’.

[illegible]

Figura 7.5 Hoja ‘costespenalizados’.

- Hoja ‘cotas’.

[illegible]

Figura 7.6 Hoja ‘cotas’.

- Hoja ‘zonas’.

[illegible]

Figura 7.7 Hoja ‘zonas’.

- Hoja ‘weiC_Norte’.

[illegible]

Figura 7.8 Hoja ‘weiC_Norte’.

- Hoja ‘weiK_Norte’.

[illegible]

Figura 7.9 Hoja ‘weiK_Norte’.

- Hoja 'lineas'.

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11

Figura 7.13 Hoja 'lineas'.

- Hoja 'capacidades'.

En la celda 1A se ha introducido un valor de 10000kW.

- Hoja 'máquinas'.

Marca del aerogenerador:	NEG-Micon																			
Modelo del aerogenerador:	NM 600 (Paso Fijo)																			
Potencia en kw:	600																			
Altura mínima de torre en metros:	30																			
Altura máxima de torre en metros:	100																			
Coste del aerogenerador en euros:	400000																			
Coste por metro de la torre en euros / metro:	1000																			
Coste cimentación en euros:	70000																			
Curva de potencia en kW:	0	0	0	21.2	49.3	83.2	131	202	281	362	434	499	548							
	577.3	596	602	602	593	571	546	525	510	501	479	458								

Figura 7.14 Hoja 'máquinas'

- Hoja 'coste_conductores'.

Introduzca en esta fila la potencia máxima en kW que puede transportar cada conductor de media tensión:	6298	7344	9561	13025	17459
Introduzca en esta fila la resistencia en Ω /km de cada conductor de media tensión:	0.6136	0.403	0.262	0.161	0.102
Introduzca en esta fila los costes fijos de instalación en euros por kilómetro de conductor de media	24600	34243	36646	42014	58897
Tensión nominal del conductor de media tensión en Voltios:	20000	20000	20000	20000	20000
Introduzca en esta fila la potencia máxima en kW que puede transportar cada conductor de alta tensión:	6298	7570	10042	13001	15000
Introduzca en esta fila la resistencia en Ω /km de cada conductor de alta tensión:	0.6136	0.4261	0.2869	0.1962	0.15
Introduzca en esta fila los costes fijos de instalación en euros por kilómetro de conductor de alta tensión:	24600	27000	30000	33000	36000
Tensión nominal del conductor de alta tensión en Voltios:	132000	132000	132000	132000	132000
Introduzca en esta fila la potencia máxima en kW que puede transformar cada subestación:	400	630	2500	10000	30000
Introduzca en esta fila la resistencia en Ω de los devanados de los transformadores de cada subestación:	9.8175	5.689	1.5	0.3231	0.0711
Introduzca en esta fila los costes fijos de instalación de cada subestación:	60000	65000	90000	300000	400000
Tensión en Voltios a la que están referidas las resistencias de los devanados de los transformadores:	20000	20000	20000	20000	20000

Figura 7.15 Hoja 'coste_conductores'

7.1 Gráficos generados por el algoritmo para el cálculo de la disposición óptima de los aerogeneradores.

A continuación se detallan las gráficas generadas por el programa cuando éste es ejecutado en ‘modo de ejecución’ 1 ó 2.

Una vez obtenida una solución parcial con el algoritmo se procede a la representación gráfica de estas soluciones de forma interactiva, es decir, por cada iteración. A continuación se muestran los distintos gráficos que genera la función algoevo.

En cuanto a los gráficos interactivos tenemos el gráfico principal que se divide en cuatro partes como se puede observar en la figura 7.16, en su última actualización con la solución final.

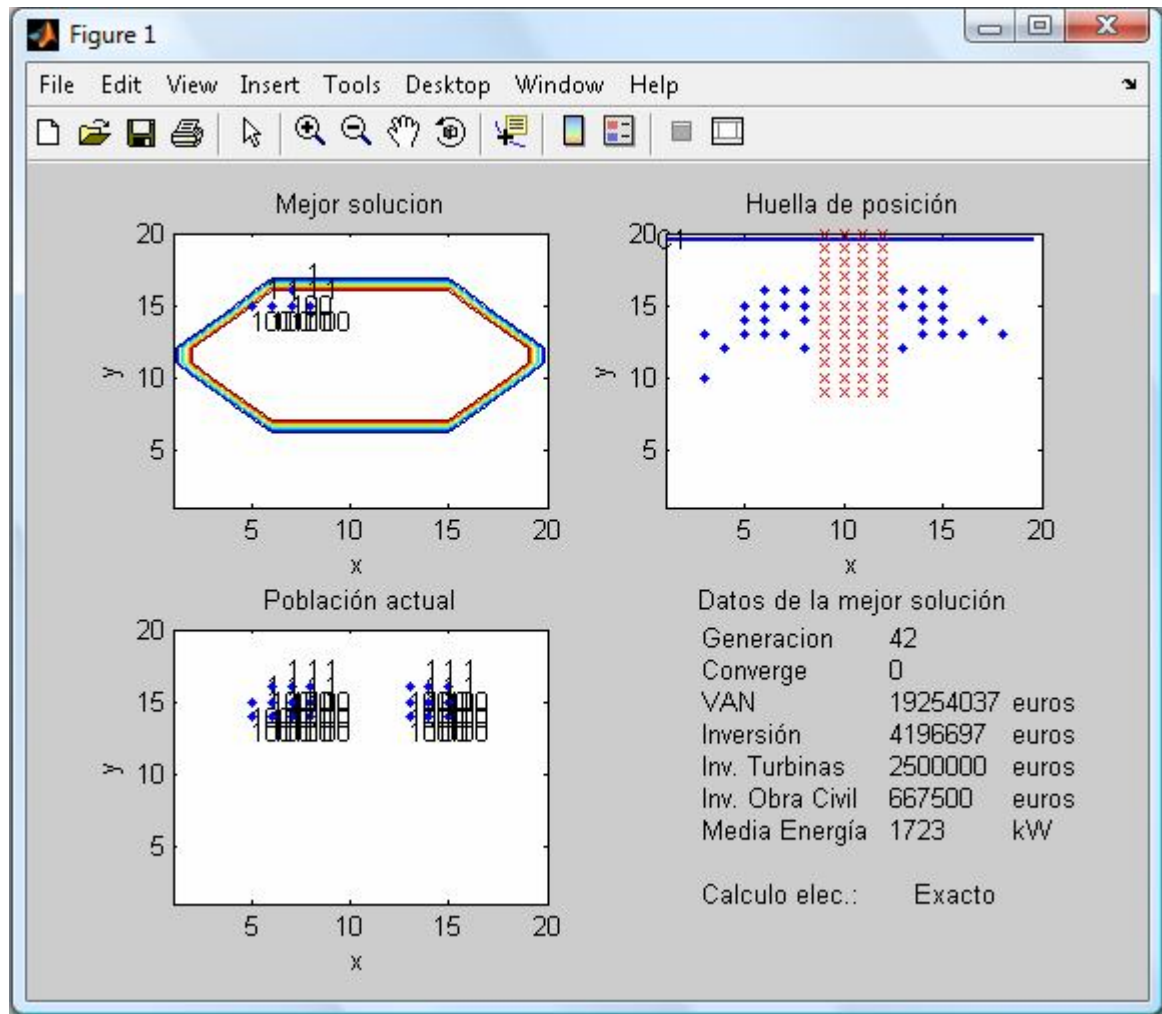


Figura 7.16. Gráficos interactivos.

El gráfico principal que se representa en la figura 7.16, esta subdividido en cuatro partes. En la primera de ellas se representa la mejor de las soluciones del conjunto de individuos generados junto con un mapa de isolíneas de velocidad media del viento en el terreno. En él, se ve rápidamente las zonas con máximos locales de viento, puntos que son candidatos a albergar los aerogeneradores. Sobre él mismo se incorpora la solución ligada al mejor individuo de la iteración presente. Los aerogeneradores son representados en su situación real mediante asteriscos, junto a los cuales se encuentran dos valores numéricos que representan el tipo de aerogenerador instalado y la altura de la torre del mismo, expresada en decámetros. En este gráfico se puede ver, de forma muy sencilla, como va evolucionando el algoritmo, y como los aerogeneradores se acercan paulatinamente hacia los puntos candidatos como solución final del algoritmo.

El segundo de los gráficos, representa una "huella de posición" de los puntos donde existen o han existido aerogeneradores para la poblaciones generadas. El gráfico sirve de ayuda para ver, de forma rápida, la evolución pasada del algoritmo, concentrándose una cantidad más elevada de puntos en las zonas más favorables la situación de los aerogeneradores. Además incluye el camino principal de acceso del parque eólico desde el cual se han implantado los aerogeneradores representado con una línea roja, así como las celdas prohibidas representadas con una cruz en rojo, que son zonas donde por la orografía del terreno resulta imposible la ubicación de aerogeneradores en esta zona.

El tercer gráfico es una representación de la población actual. Los aerogeneradores son representados como en el primer gráfico, con los valores de tipo y altura en decámetros. Este gráfico es útil para conocer en qué estado se encuentra la población. En las primeras iteraciones se encontrará una distribución homogénea de puntos sobre toda la extensión del terreno, y, a medida que va avanzando el algoritmo, la evolución se encargará de ir eliminando de la población a los peores individuos, concentrándose la población sobre los puntos más favorables. De esta forma se puede ver el grado de convergencia del algoritmo, que será mayor cuanto menos puntos distintos se encuentren. También se puede comprobar, por ejemplo, si en la población no se encuentran individuos que contemplen puntos que pudieran ser interesantes para la población final, y de cómo mediante las operaciones de mutación y cruce, aparecen y entran en juego.

De este modo se puede ver representados la población con las distintas configuraciones de aerogeneradores a que da lugar el algoritmo.

El cuarto de los subgráficos es una recopilación de los datos más significativos de cada iteración, como son el número de la iteración en la que se encuentra el algoritmo, el contador de convergencia, que no es mas que un índice de la proximidad a la convergencia cuanto más se aproxime a cero su valor, el VAN de la solución a la iteración actual, la inversión que representa la solución y sus dos componentes que son la inversión en los aerogeneradores, la inversión en obra civil y la inversión que representa el trazado eléctrico.

Todas estas gráficas se van actualizando a medida que evoluciona el algoritmo hasta que el índice ‘converge’ alcance el valor cero, indicando que el algoritmo ha convergido y ha alcanzado el óptimo.

Una vez concluido el algoritmo y alcanzado el óptimo se procede a la realización de las gráficas que muestran los distintos resultados que proporciona el algoritmo.

Aparte del gráfico que contiene a los cuatro subgráficos expuestos anteriormente el algoritmo genera un conjunto de gráficos a partir de la solución definitiva óptima, además de los que se describen a continuación.

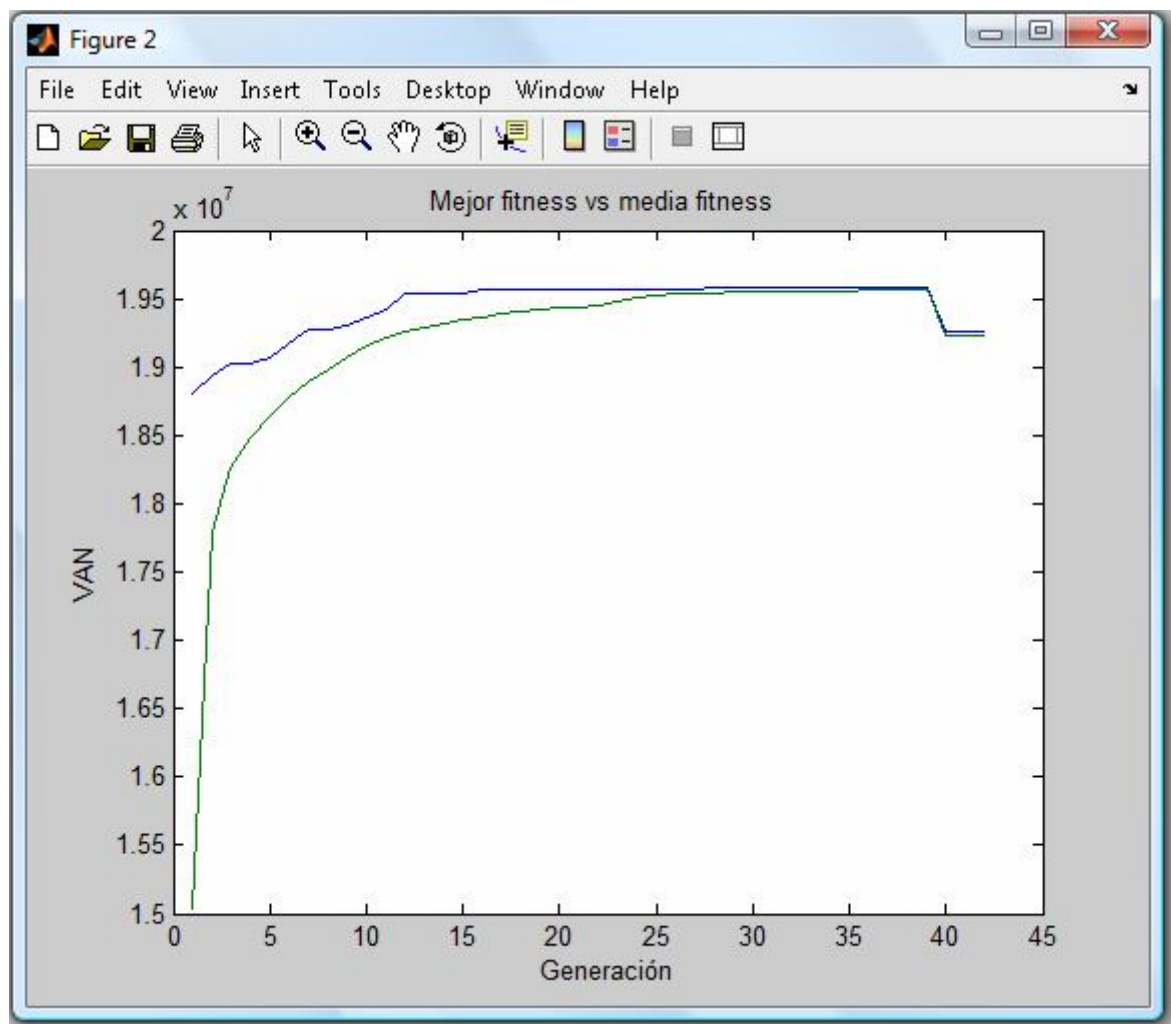


Figura 7.17. Mejor individuo frente a media de individuos.

Puede verse como la tendencia de ambas gráficas es de ser monótona creciente, hasta la generación en la que comienza a ejecutarse el cálculo eléctrico, produciéndose un descenso brusco en la función objetivo debido a la entrada en juego de los costes del trazado eléctrico. Este gráfico es muy representativo, ya que dice, de forma clara, la evolución que ha tenido el algoritmo.

La gráfica de la mejor solución, muestra los puntos en que la evolución del algoritmo se estanca, representando una línea horizontal para las iteraciones en las que sucede, y los puntos en los que el algoritmo evoluciona repentinamente, en los que la gráfica crece puntualmente.

La gráfica de la media indica la convergencia del algoritmo. Cuanto más se aproxime la gráfica de la media a la de la mejor solución, indica que más parecidos son los individuos de la población al mejor individuo, y que existe menor diversidad de individuos por tanto. Esto, en los algoritmos genéticos y evolutivos, se da de forma común, cuando el algoritmo está próximo a converger, y todas las soluciones se aglutinan alrededor de la solución óptima.

Este fenómeno se puede dar en los alrededores de máximos locales, donde el algoritmo se puede quedar estancado durante un periodo de generaciones. En estos casos son en los que la operación de mutación hace bien su trabajo, generando individuos que permiten evadir al algoritmo de esta tendencia, e ir en búsqueda de los máximos globales, representándose en la gráfica como saltos ascendentes bruscos de ambas gráficas.

Otra de las gráficas, la de la figura 7.18, es la que representa el número de individuos diferentes, frente al tamaño en que debemos fijar la población. Resulta interesante en ciertas situaciones en las que, bien porque el parámetro de tamaño de la población sea pequeño, o bien porque la evolución tienda a una "monogamia", decrezca el número de individuos distintos de la población.

La diferencia entre ambas gráficas, es la cantidad de individuos diferentes que el algoritmo ha generado, mediante los operadores de cruce y mutación, a partir de las poblaciones anteriores.

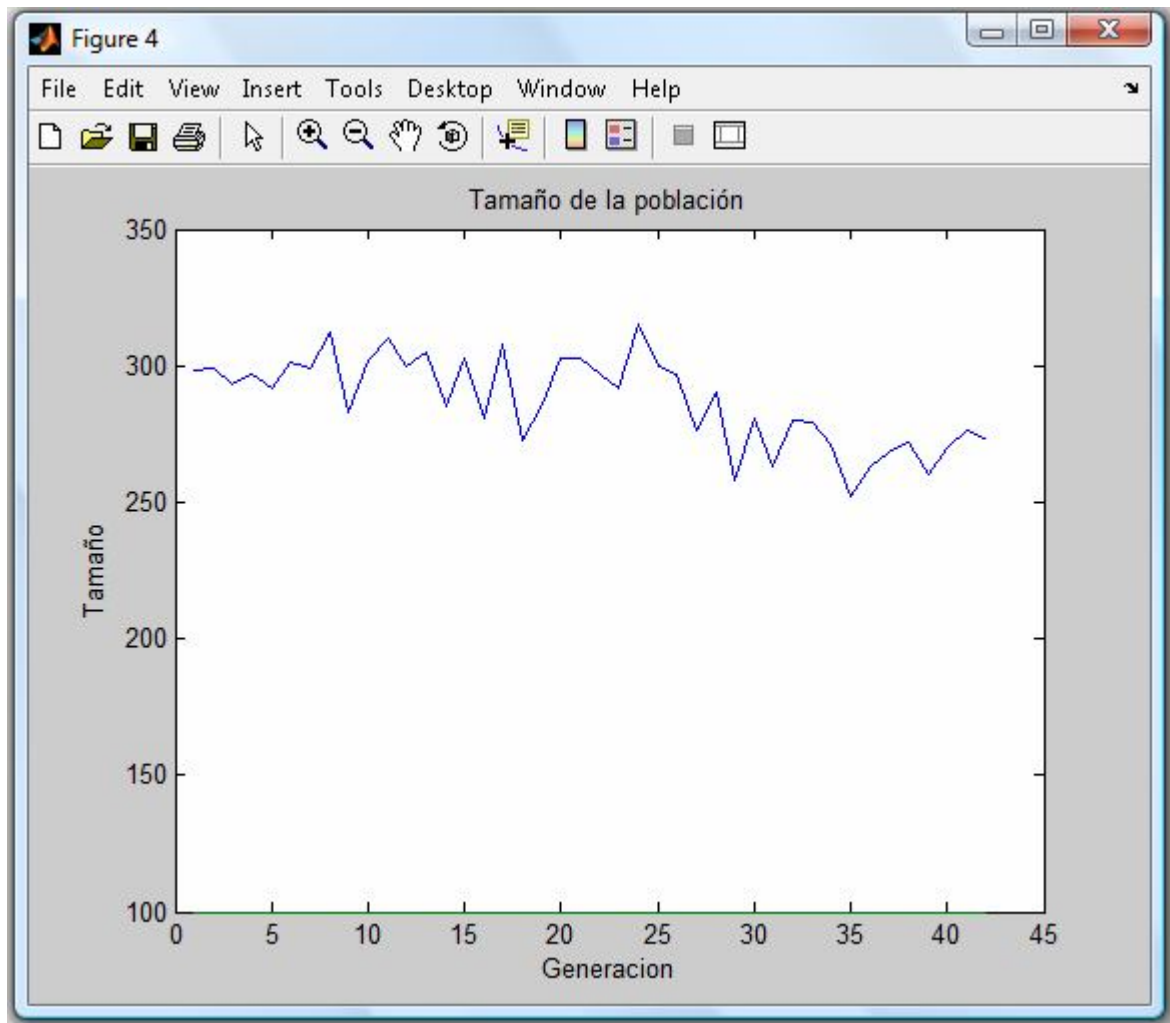


Figura 7.18. Tamaño de población.

También se representa un gráfico dividido en nueve subgráficos de situación de aerogeneradores, con los aerogeneradores que representan las nueve mejores soluciones que estima el algoritmo, en orden decreciente. Esta gráfica se puede visualizar en la figura 7.19.

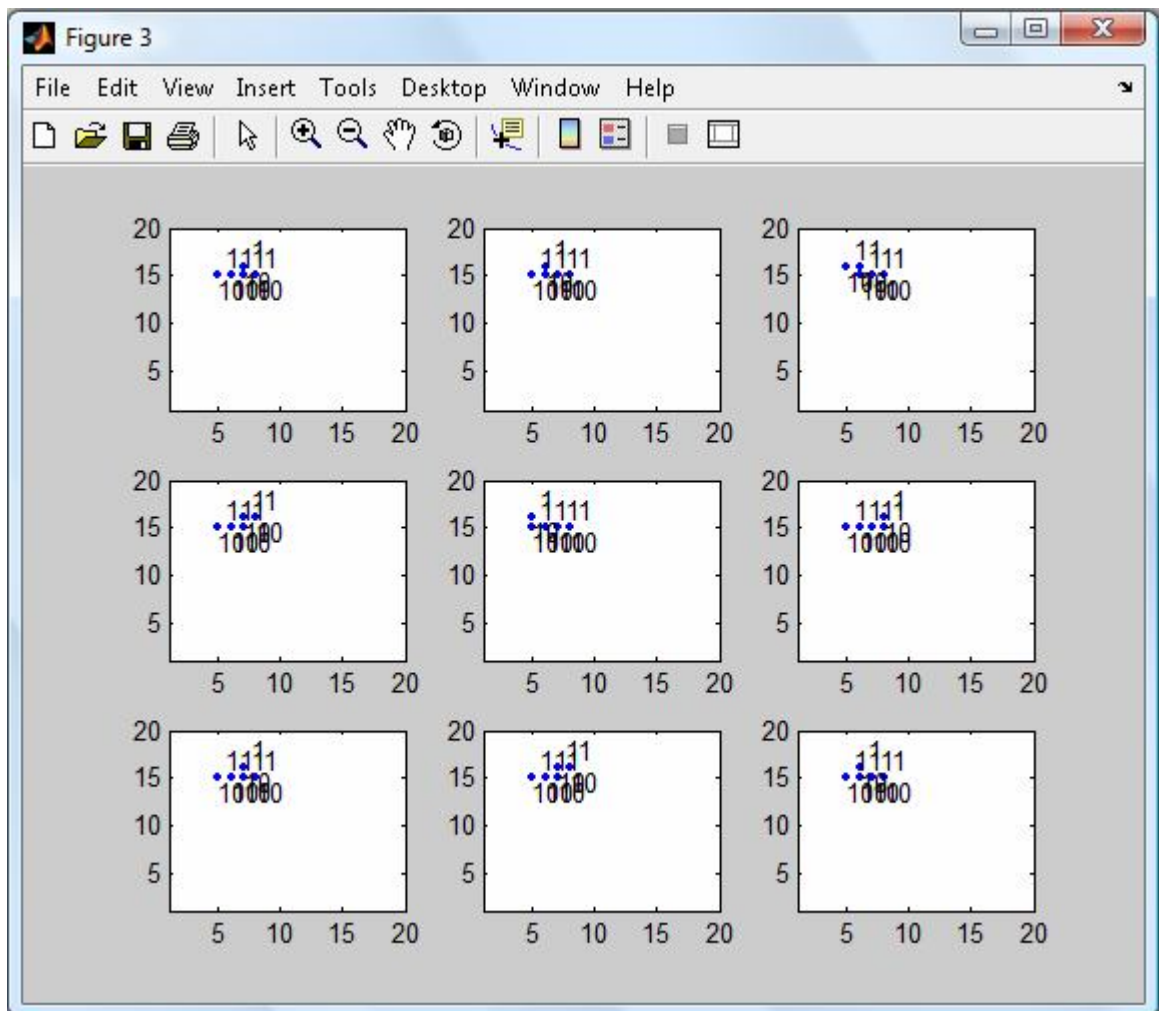


Figura 7.19. Representación de las nueve mejores soluciones obtenidas.

La siguiente gráfica que se muestra es la que contiene el óptimo de las soluciones que genera el algoritmo. En éste, como se puede observar en la figura 7.20, aparece la disposición de los aerogeneradores dentro del terreno que hace de este proyecto el de mayor valor actual neto, además se muestran las celdas con ubicación prohibidas debido a que son zonas no accesibles, así como también se muestra el camino principal desde donde se empezará a acometer la obra civil.

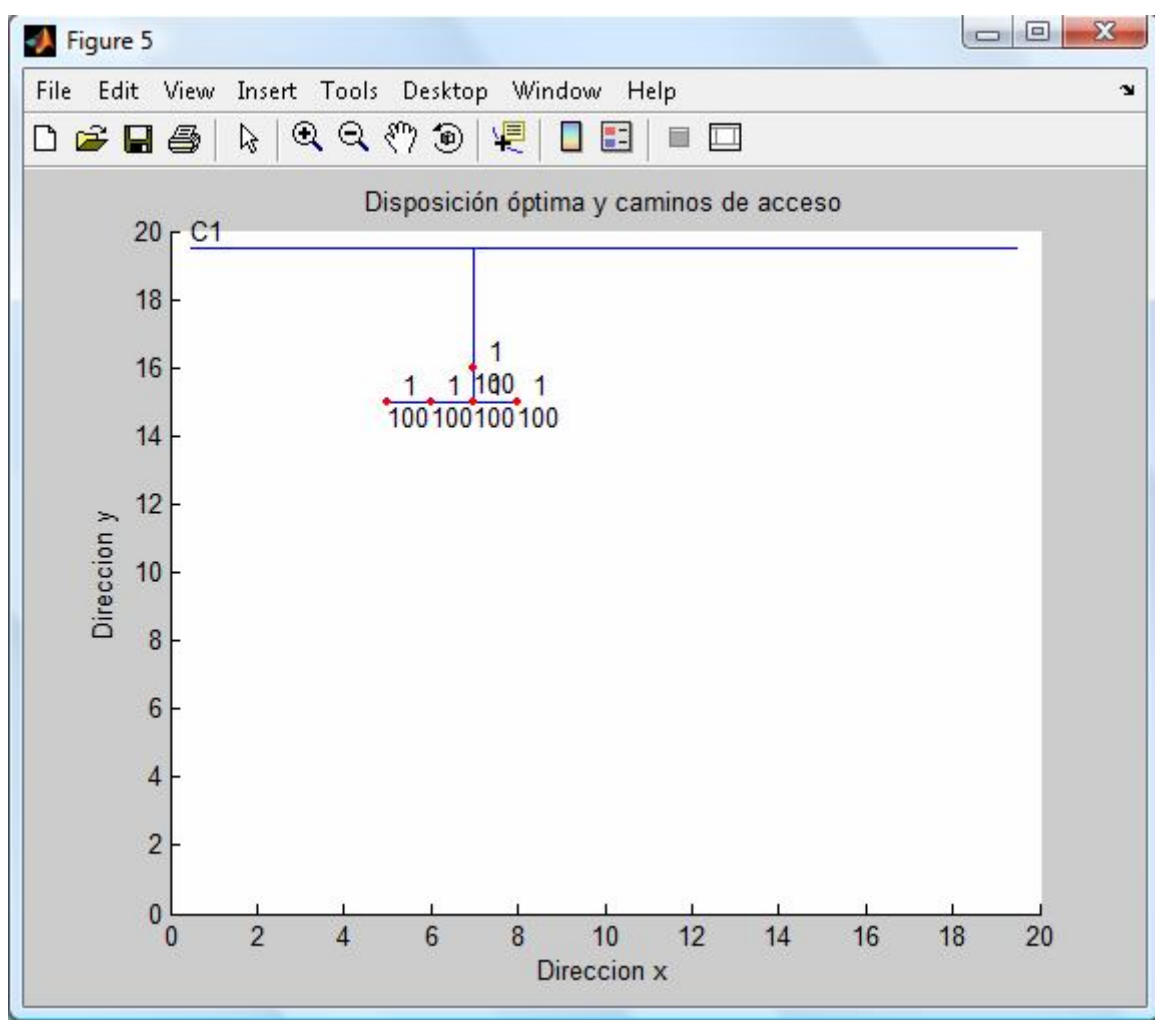


Figura 7.20 Disposición óptima y camino de acceso

Además de estos resultados gráficos el programa también ofrece resultados concernientes a los datos económicos de la mejor solución. Esto se puede ver en la figura 7.21, donde se muestran los valores relacionados con el VAN así como en la inversión, distinguiendo

dentro de esta la parte correspondiente a los aerogeneradores por un lado y la obra civil por otro.

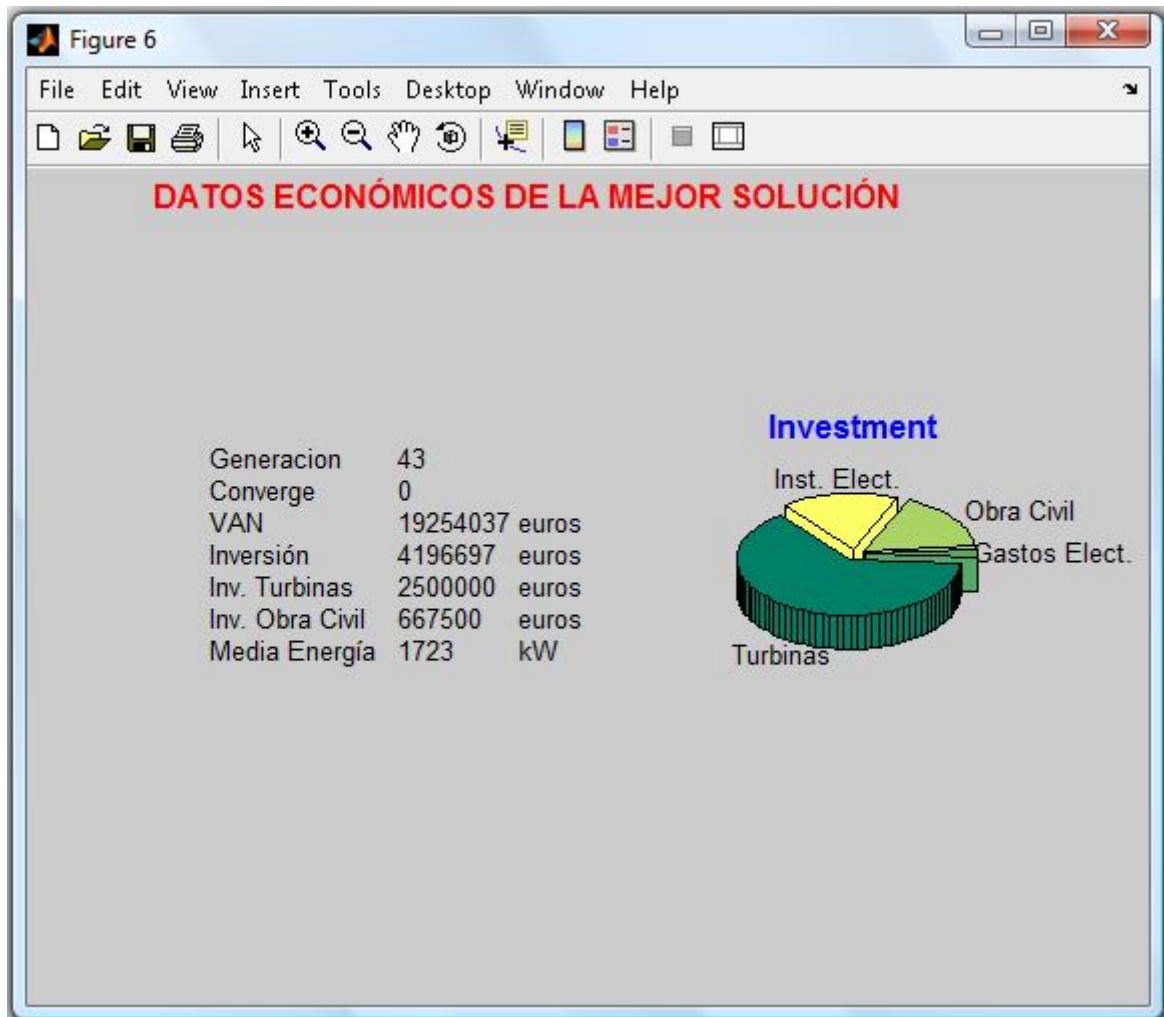


Figura 7.21. Datos económicos de la mejor solución.

El gráfico se que muestra a continuación muestra los datos económicos correspondientes a la segunda mejor solución obtenida por el algoritmo, lo cual puede ser útil a la hora de realizar una comparación económica de las mejores soluciones obtenidas por el algoritmo.

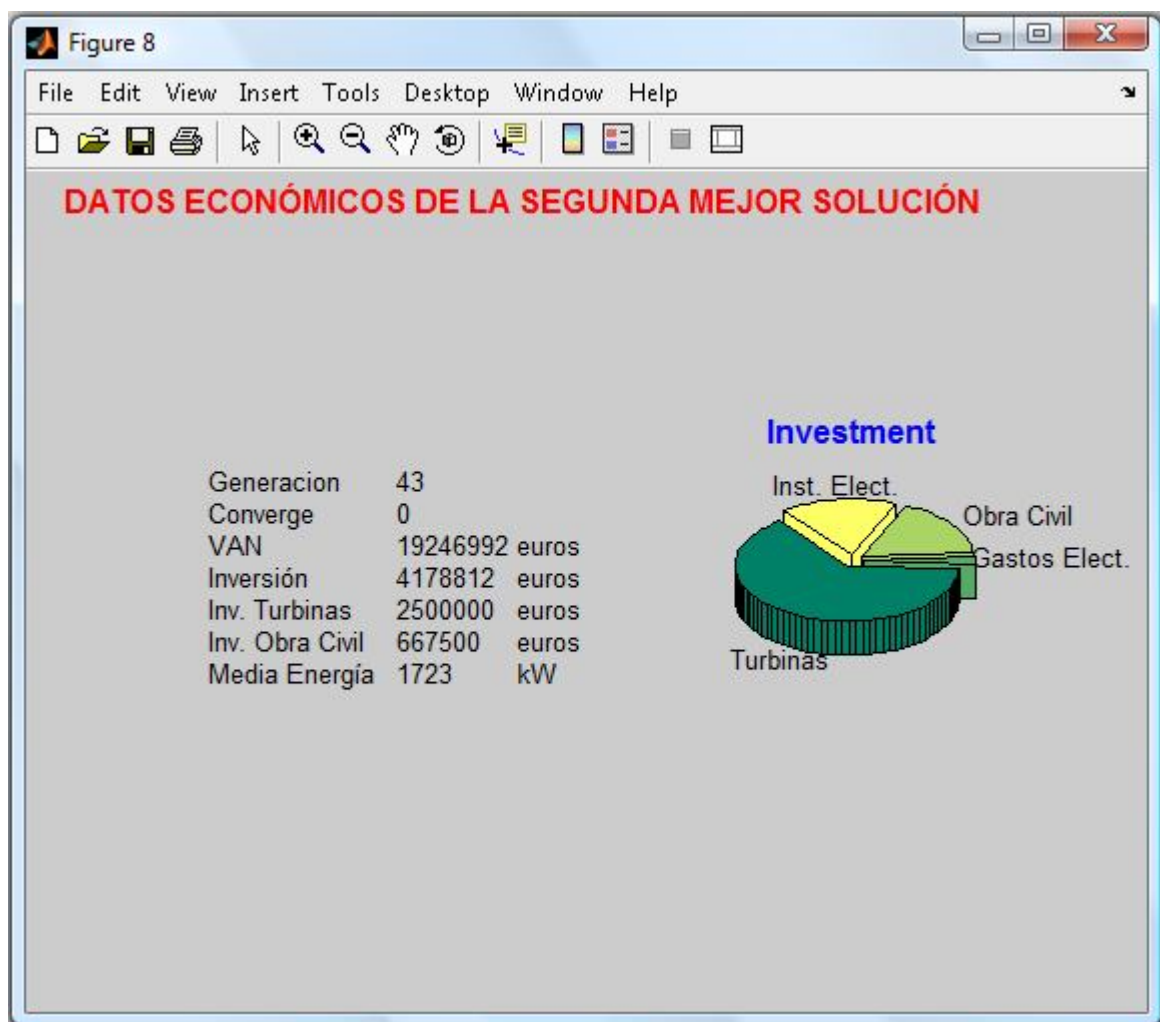


Figura 7.22 Datos económicos de la segunda mejor solución

parte de estos datos y gráficas mostrados el programa genera un gráfico en el que se representa el parque eólico en 3D, figura 7.21, donde se puede visualizar la superficie del terreno donde está situada la instalación eólica, así como los aerogeneradores representados simbólicamente por columnas azules, además de el camino principal desde donde se acomete la obra civil del parque eólico representado por una línea continua roja.

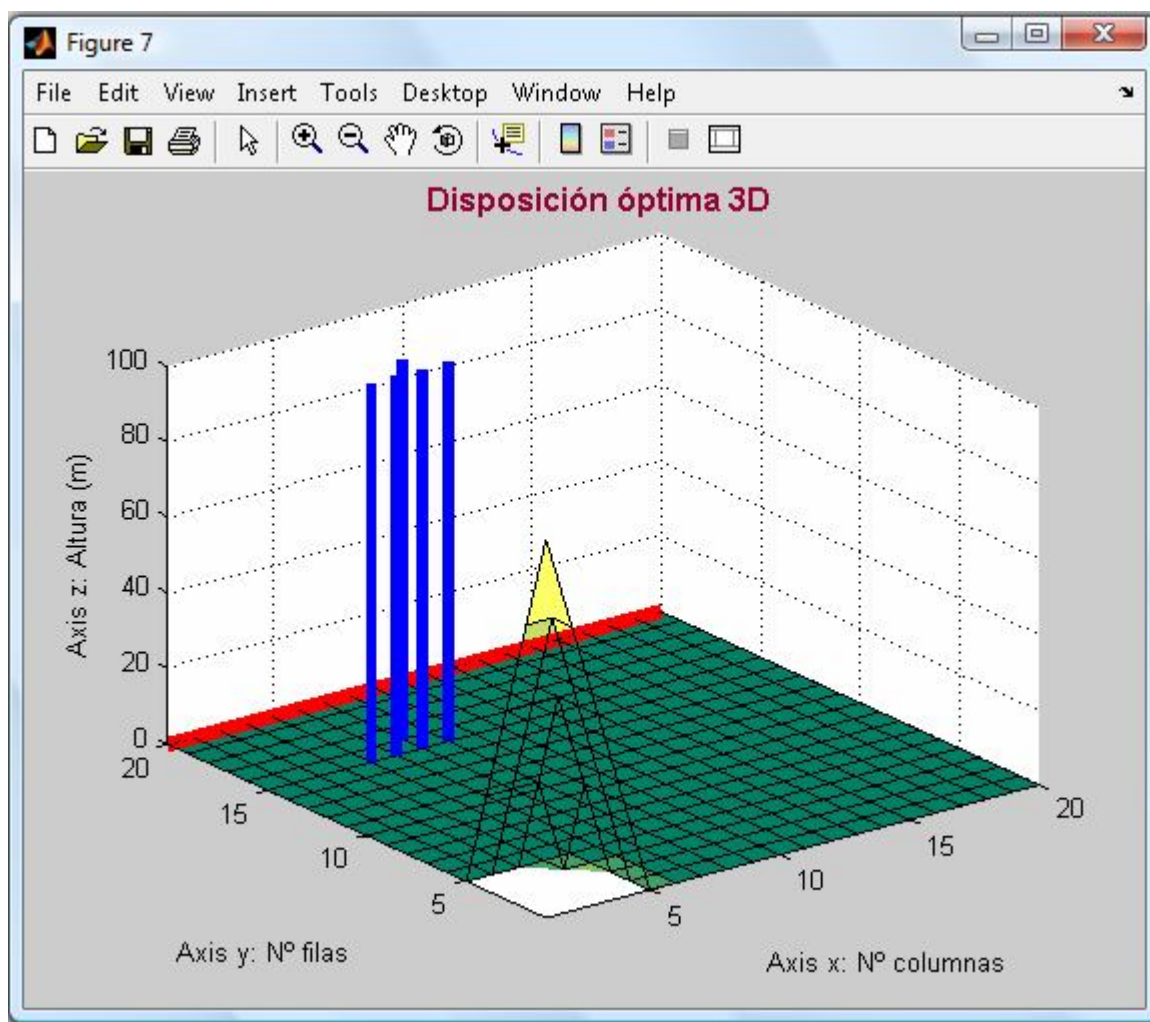


Figura 8.23. Disposición de los aerogeneradores y el camino en el parque eólico.

7.2 Gráficos generados por el algoritmo evolutivo para el cálculo del trazado eléctrico.

Las gráficas que a continuación se explican son generadas cuando el programa es ejecutado en ‘modo de ejecución’ 2 ó 3.

A partir de los datos contenidos en la hoja ‘costes_conductores’ el programa genera unos costes de inversión fijos, y unos costes de inversión variables (dependientes de la potencia que transportará el conductor).

Estos costes son generados a partir de las intersecciones de las curvas que representan la inversión para cada conductor o subestación de una potencia determinada, obteniendo la intersección de cada curva con la correspondiente a una potencia inmediatamente superior, se obtiene una nube de puntos, cuya dispersión tiene una relación claramente lineal.

Calculando la recta de mínimos cuadrados correspondiente a esta nube de puntos se obtiene una recta que representa la inversión por kilómetro de conductor, con el supuesto de que la potencia nominal de estos es justamente la necesaria en la conexión que realiza dicho conductor.

Este proceso de cálculo corresponde a las representaciones gráficas de las figuras 7.24, 7.25 y 7.26.

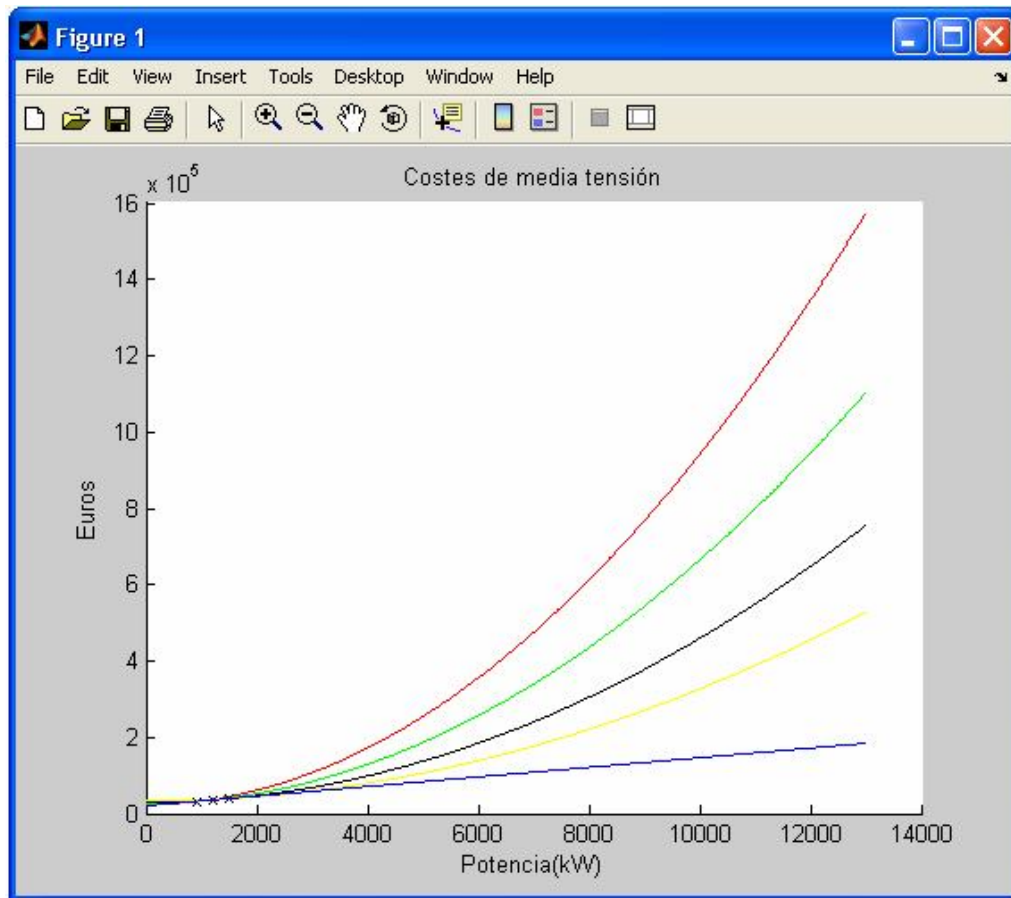


Figura 7.24. Costes de media tensión.

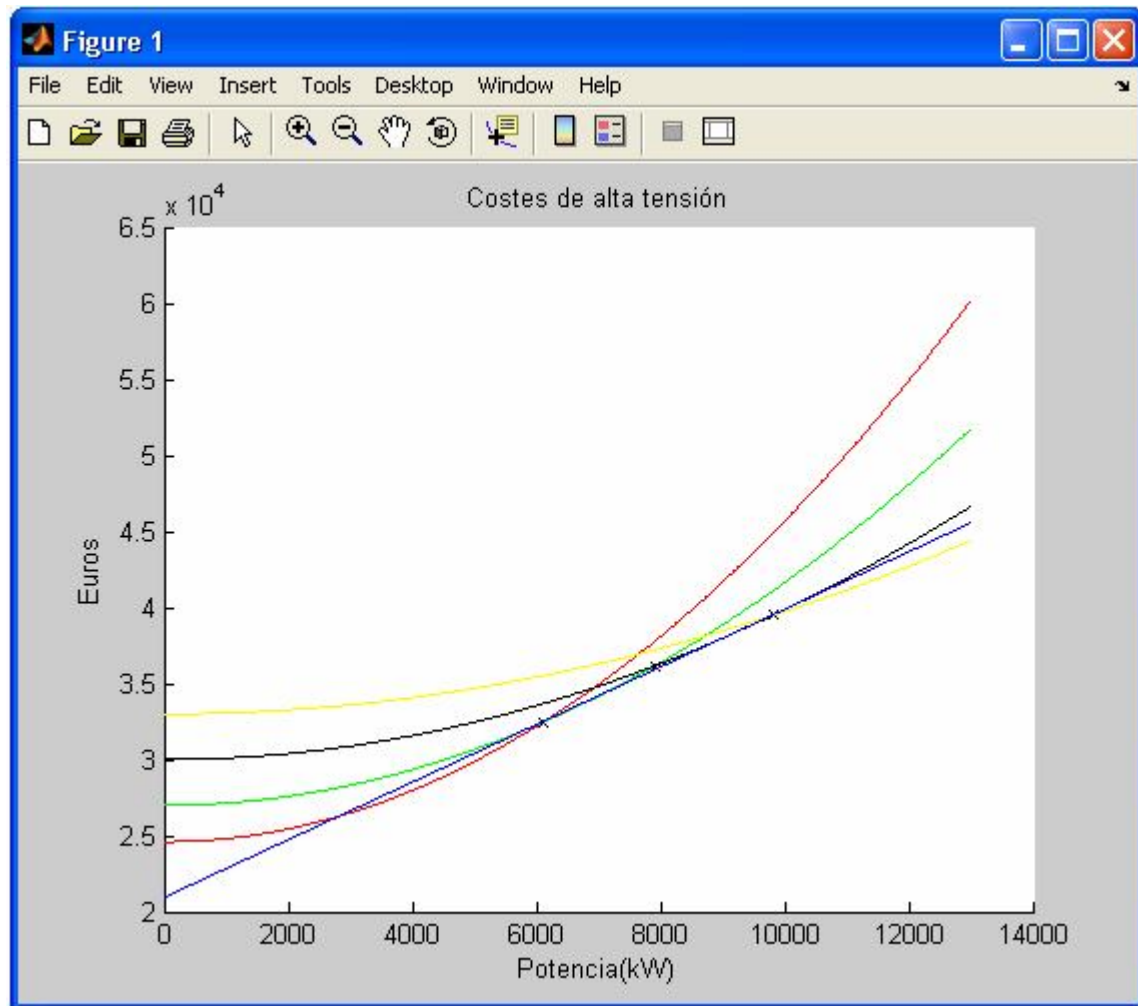


Figura 7.25. Costes de alta tensión.

El procedimiento para el cálculo de los costes de inversión fijos y variables de las subestaciones es el mismo que el descrito en el caso de los conductores. Dicho procedimiento es el representado en la figura 7.26.

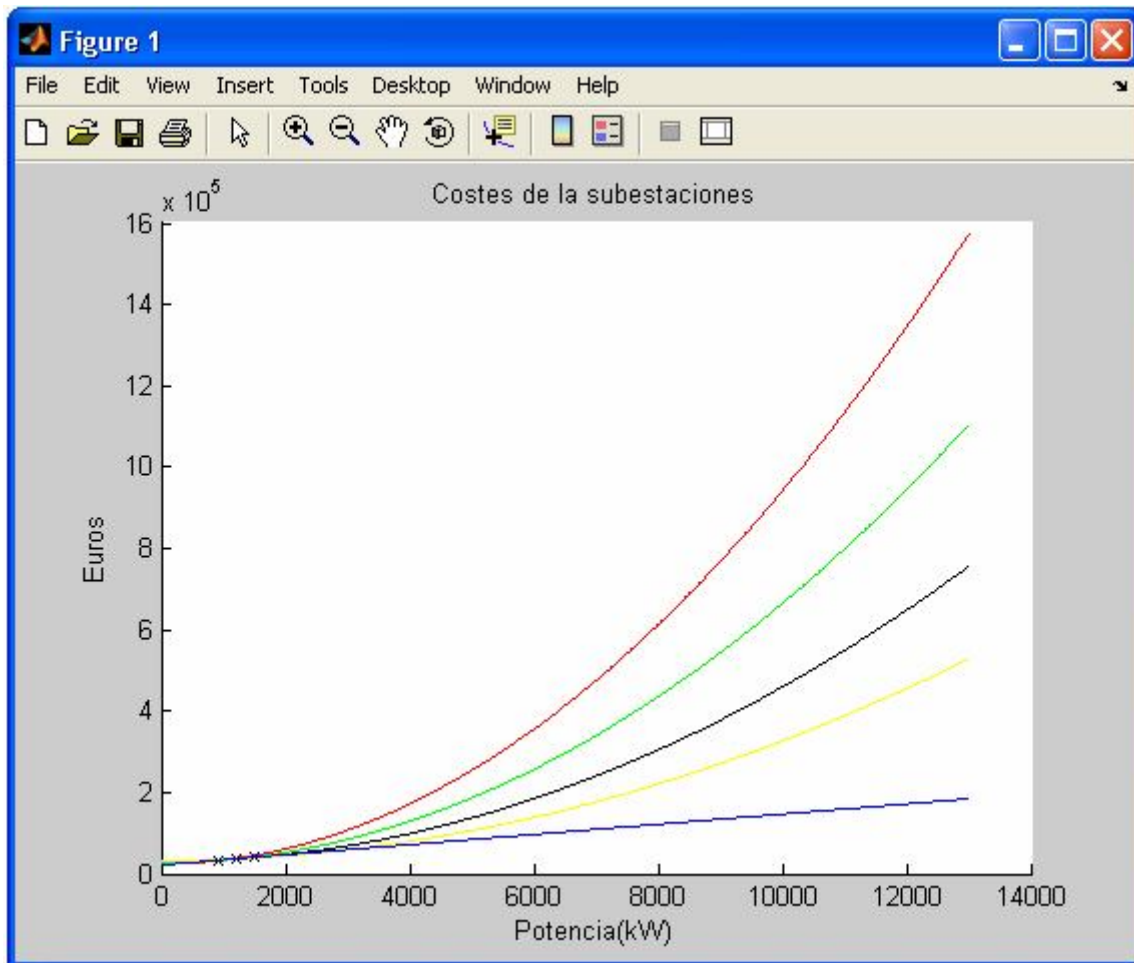


Figura 7.26. Costes de las subestaciones.

En la figura siguiente se representa el trazado eléctrico óptimo para la interconexión de aerogeneradores y líneas de alta tensión.

En el gráfico están representadas las líneas de alta tensión en color azul, las líneas de media tensión se representan en color verde y las conexiones en alta tensión entre subestaciones y líneas de alta tensión en color negro. En gráfico también están representadas las celdas que son zonas prohibidas en color rojo.

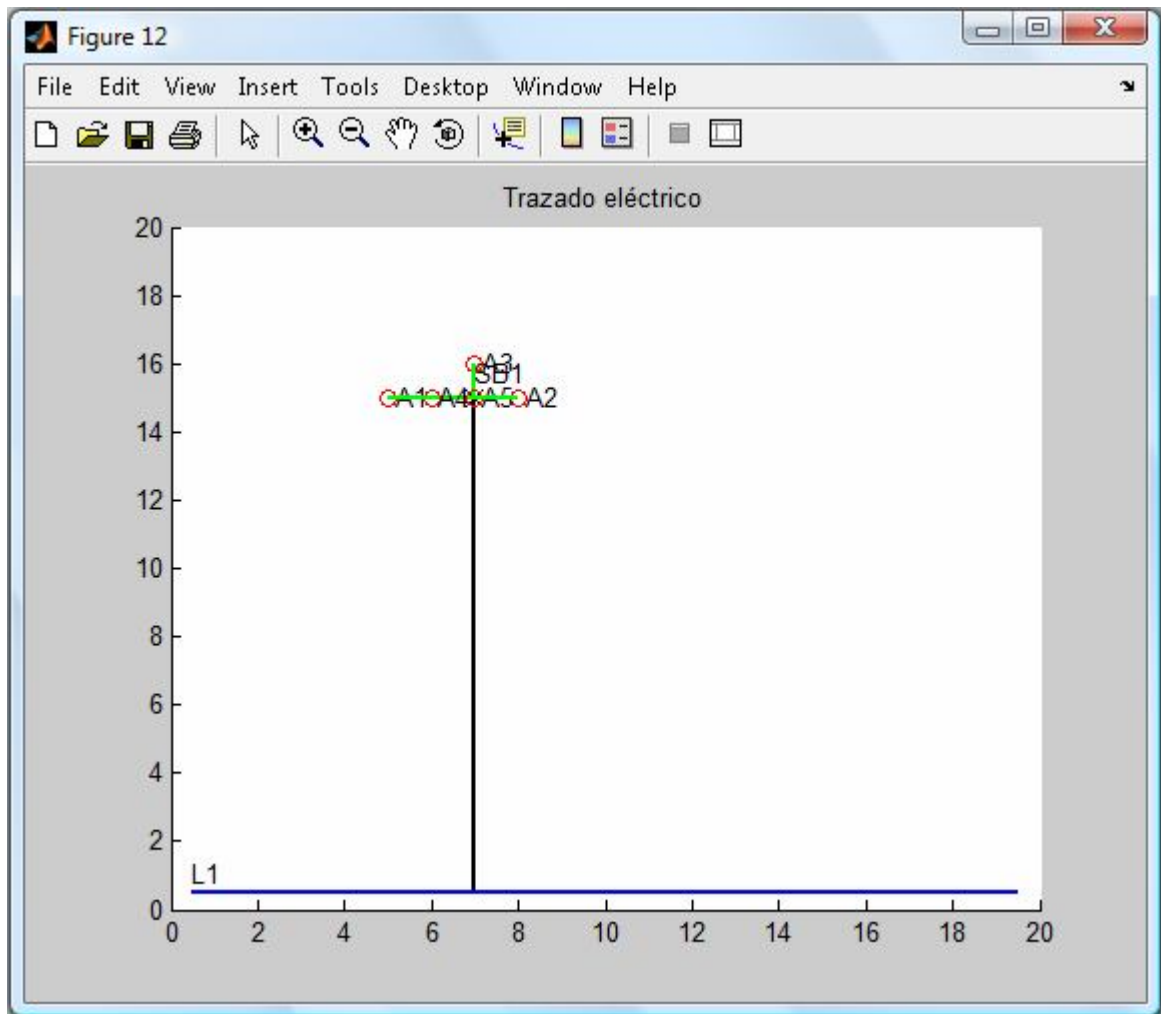


Figura 8.24. Representación del trazado eléctrico.

7.3 Memoria del algoritmo para el cálculo de la disposición óptima de los aerogeneradores.

Se genera un informe, en formato de texto, que puede ser leído en el fichero informe.txt donde se detalla información relevante a la solución obtenida, es decir información primero relativo a los datos económicos del óptimo hallado, así como el número de aerogeneradores y los datos relacionados con estos como la marca, el modelo, la potencia, altura de la torre, su ubicación dentro del parque eólico y su producción anual de energía, así como en nivel de ingresos medios anuales. Esto puede observarse en el ejemplo que se muestra a continuación.

Inicio del informe

Número de generaciones: 35

VAN: 19.25 Millones de euros

Inversión: 4.1967 Millones de euros

Inversión en aerogeneradores: 2.5000 Millones de euros

Inversión en la obra civil: 0.6675 Millones de euros

Inversión en trazado eléctrico: 0.8444 Millones de euros

Inversión en accesos auxiliares:

Coste de las torres de los aerogeneradores: 0.4375 Millones de euros

Número de máquinas: 5

Marca	NEG-Micon
Modelo	NM 600 (Paso Fijo)
Potencia	600 kW
Coste maquina y torre	0.500000 Millones de euros
Coordenadas del aerogenerador 1: x=7.00km y=15.00km	
Altura:	100 metros
Producción anual:	3022355.89 kWh 0.324847 Millones de Euros

Marca	NEG-Micon
Modelo	NM 600 (Paso Fijo)
Potencia	600 kW
Coste maquina y torre	0.500000 Millones de euros
Coordenadas del aerogenerador 2: x=6.00km y=16.00km	
Altura:	100 metros
Producción anual:	3022355.89 kWh 0.324847 Millones de Euros
---Marca	NEG-Micon
Modelo	NM 600 (Paso Fijo)
Potencia	600 kW
Coste maquina y torre	0.500000 Millones de euros
Coordenadas del aerogenerador 3: x=5.00km y=15.00km	

Producción anual: 3022355.89 kWh 0.324847 Millones de Euros

Marca NEG-Micon

Modelo NM 600 (Paso Fijo)

Potencia 600 kW

Coste maquina y torre 0.500000 Millones de euros

Coordenadas del aerogenerador 4: x=8.00km y=15.00km

Altura: 100 metros

Producción anual: 3022355.89 kWh 0.324847 Millones de Euros

Marca NEG-Micon

Modelo NM 600 (Paso Fijo)

Potencia 600 kW

Coste maquina y torre 0.500000 Millones de euros

Coordenadas del aerogenerador 5: x=6.00km y=15.00km

Altura: 100 metros

Producción anual: 3022355.89 kWh 0.324847 Millones de Euros

Tiempo de ejecución: 925.12 seg

Fin del informe

7.4 Memoria generada por el algoritmo evolutivo para el cálculo del trazado eléctrico.

Para los problemas en los que es necesario el cálculo del trazado eléctrico, es decir para los ‘modos de ejecución’ 2 y 3, el programa genera una memoria en la que se detallan todos los datos referentes al trazado eléctrico.

Conviene señalar que existen casos en los que la solución dada por el algoritmo de cálculo del trazado eléctrico, no es válida. Esto puede suceder en el ‘modo de ejecución 3’ cuando el problema planteado no tiene solución real, debido a alguna de las situaciones que se detallan a continuación:

- La suma de la potencia de los aerogeneradores es mayor que la suma de las capacidades de las líneas. El algoritmo dará una solución óptima, pero evidentemente carecerá de validez al violarse la restricción de las capacidades máximas de transporte de las líneas.
- Las zonas prohibidas dividen el parque eólico en varias secciones, entre las que no se puede establecer una conexión eléctrica de alguno de los aerogeneradores con otro aerogenerador o con una línea de alta tensión. En este caso el algoritmo dará como solución óptima una en la que, para interconectar los generadores aislados, necesariamente atravesará una zona prohibida, o bien rodeará dicha zona saliendo fuera del terreno correspondiente al parque eólico, lo cual carecerá de validez práctica.

Si la solución del trazado eléctrico no es válida, por algunas de las razones descritas. Aparecerá en la primera línea de la memoria un mensaje de advertencia indicando cual es la causa por la que dicha solución no es válida.

A continuación se muestra un ejemplo de la memoria generada por el algoritmo del cálculo del trazado eléctrico, dicha memoria es almacenada en el directorio ‘c:\resultados’ con el nombre de memoria.txt.

Número de generaciones: 53

Tiempo de ejecución: 925.12 seg

Tamaño de la población: 100

Longitud de la celda: 1.00 km

Altura de la celda: 1.00 km

Longitud del parque: 20.00 km

Altura del parque: 20.00 km

Coste total: 823553.67 Euros

Inversión: 755100.00 Euros

Gastos de explotación del trazado eléctrico: 68453.67 Euros

Coste del trazado de media tensión: 98400.00 Euros

Coste del trazado de alta tensión: 356700.00 Euros

Coste de las subestaciones: 300000.00 Euros

Coordenadas del aerogenerador 1: x=7.00km y=15.00km

Coordenadas del aerogenerador 2: x=6.00km y=16.00km

Coordenadas del aerogenerador 3: x=5.00km y=15.00km

Coordenadas del aerogenerador 4: x=8.00km y=15.00km

Coordenadas del aerogenerador 5: x=6.00km y=15.00km

El aerogenerador 5 se une a la subestación 1, longitud del tramo: 0.00km. Potencia transportada: 3000.00 kW

El aerogenerador 2 se une al aerogenerador 5, longitud del tramo: 1.00km. Potencia transportada: 600.00 kW

El aerogenerador 3 se une al aerogenerador 5, longitud del tramo: 1.00km. Potencia transportada: 600.00 kW

El aerogenerador 1 se une al aerogenerador 5, longitud del tramo: 1.00km. Potencia transportada: 1200.00 kW

El aerogenerador 4 se une al aerogenerador 1, longitud del tramo: 1.00km. Potencia transportada: 600.00 kW

Posición de la subestación 1: X=6.00km; Y=15.00km

La subestación 1 consta de un total de 1 barras.

Punto de conexión a la línea: X=6.00km; Y=0.50km

Longitud del tramo de conexión a la línea: 3.50km. Potencia transportada: 5.00kW.

Costes fijos del trazado de media tensión: 25937.16 Euros/km

Costes variables del trazado de media tensión: 18721.16 Euros/MW*km

Costes fijos del trazado de alta tensión: 22310.68 Euros/km

Costes variables del trazado de alta tensión: 2269.23 Euros/MW*km

Costes de construcción de la subestación: 56879.57 Euros

Costes variables de la subestación: 101103.22 Euros/MW

Parámetros del algoritmo evolutivo para el cálculo del trazado eléctrico:

Tasa de mutación: 0.05

Tasa de eliminación: 0.20

Tasa de cruce: 0.75

Número de veces que se repite el mejor: 6.00

Datos económicos:

Tasa de interés anual: 0.03

Precio del kWh: 0.08 Euros

Vida útil de la inversión: 20.00 años

Comprobación de restricciones técnicas:

Línea entre aerogeneradores 1 y 5. Intensidad máxima de la línea: 34.64 A. Intensidad máxima admisible: 181.81 A

Línea entre aerogeneradores 2 y 5. Intensidad máxima de la línea: 17.32 A. Intensidad máxima admisible: 181.81 A

Línea entre aerogeneradores 3 y 5. Intensidad máxima de la línea: 17.32 A. Intensidad máxima admisible: 181.81 A

Línea entre aerogeneradores 4 y 1. Intensidad máxima de la línea: 17.32 A. Intensidad máxima admisible: 181.81 A

Línea entre aerogenerador 5 y subestación 1. Intensidad máxima de la línea: 86.60 A. Intensidad máxima admisible: 181.81 A

8 PROTOCOLO DE ENSAYOS.

A continuación se analizan una serie de casos y situaciones cuya finalidad es poner de manifiesto la alta funcionalidad de éste programa para la resolución de problemas de planificación óptima en parques eólicos.

8.1 Ensayo 1

Los datos introducidos en este ensayo son idénticos a los que se mostraron en el ejemplo del apartado anterior con las particularidades de que no existirán zonas prohibidas para el posicionamiento de los aerogeneradores y no se tendrá en consideración la inversión y gastos derivados de la ejecución del trazado eléctrico siendo, por tanto, el modo de ejecución 2.

En la figura 8.1 se muestran los resultados correspondientes a los datos interactivos que proporciona el programa. En dicha figura puede observarse que todos los aerogeneradores se sitúan alineados en la zona de máximo viento.

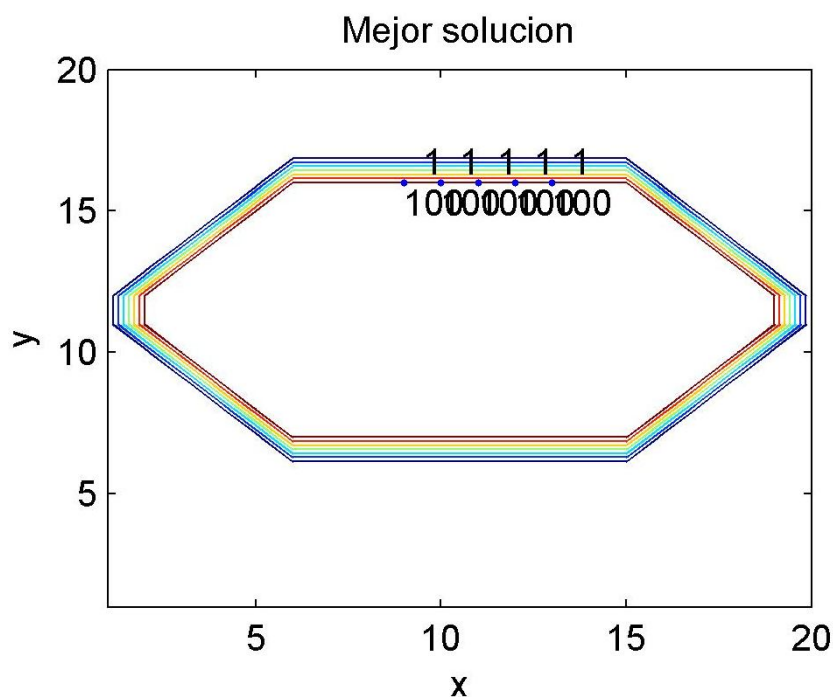


Figura 8.1 Disposición óptima del ensayo 1

En el gráfico 8.2 se representa gráficamente la situación de los aerogeneradores y los caminos de acceso, se observa que la solución óptima corresponde con la situación de los aerogeneradores en la zona de máximo viento mas cercana al camino principal, siendo la producción de energía máxima con el menor coste de accesos posible.

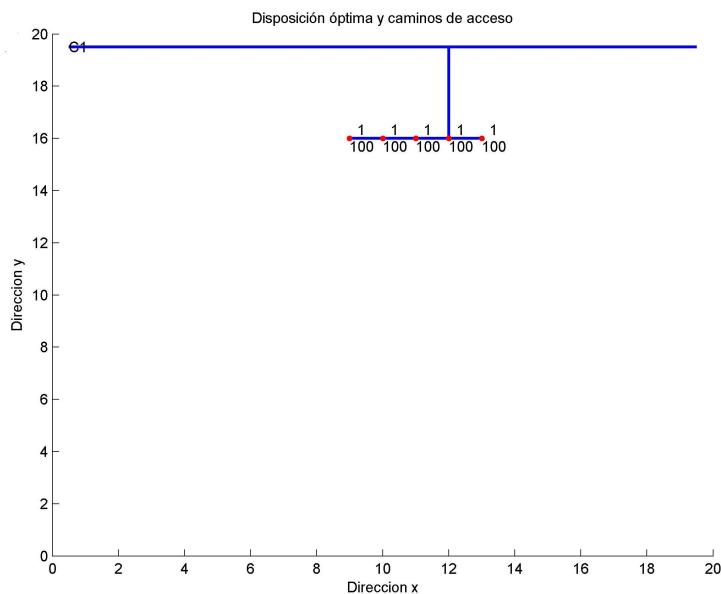


Figura 8.2 Caminos de acceso.

En la siguiente figura se muestran los datos económicos de la solución óptima obtenida por el algoritmo para este ensayo.

DATOS ECONÓMICOS DE LA MEJOR SOLUCIÓN

Generacion	33	
Converge	0	
VAN	19609609	euros
Inversión	3865000	euros
Inv. Turbinas	2500000	euros
Inv. Obra Civil	667500	euros
Media Energia	1725	kW

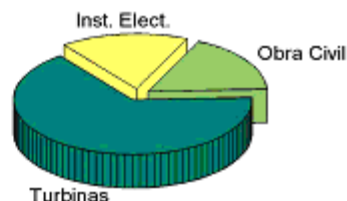


Figura 8.3 Datos económicos del Ensayo 1.

En la figura se observa que la situación de los aerogeneradores es similar a la del ensayo anterior, con la salvedad de que están desplazados hacia el Oeste debido al encarecimiento de la inversión en obra civil en la mitad oriental del terreno.

DATOS ECONÓMICOS DE LA MEJOR SOLUCIÓN

Generacion	35	
Converge	0	
VAN	19588609	euros
Inversión	3886000	euros
Inv. Turbinas	2500000	euros
Inv. Obra Civil	678000	euros
Media Energía	1725	kW

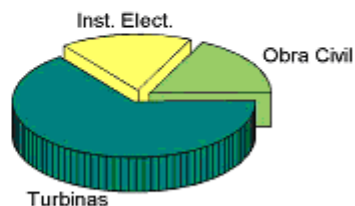


Figura 8.6 Datos económicos del ensayo2

En la figura 8.6 se aprecia el aumento de la inversión en obra civil con respecto a la solución del ensayo 1 como consecuencia de que en este caso existen aerogeneradores situados en zonas de baja capacidad portante aumentando los costes de cimentación.

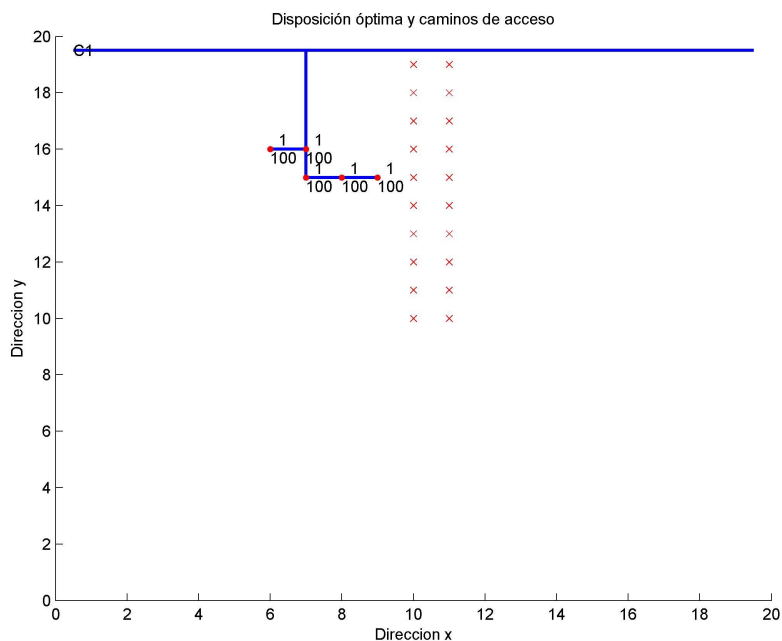


Figura 8.9 Disposición de los aerogeneradores en Ensayo 3

En la figura 8.7 se observa que este caso no se sitúan todos los aerogeneradores en la primera línea de viento más cercana al camino principal, esto se debe a la presencia de la zona prohibida y a la reducción de energía producida por el efecto de las sombras.

El efecto de las sombras producidas por los aerogeneradores hace que exista una reducción considerable de la energía producida cuando éstos se sitúan en celdas contiguas, por otro lado la presencia de la zona prohibida hace que todos los aerogeneradores se sitúen al mismo lado de la zona prohibida, ya que los caminos auxiliares tendrían que rodearla, lo cual encarecería la inversión en obra civil.

Por último cabe señalar que la situación de todos los aerogeneradores en la mitad occidental responde a que esta zona es de alta capacidad portante, siendo menores los costes de cimentación.

DATOS ECONÓMICOS DE LA MEJOR SOLUCIÓN

Generacion	33	
Converge	0	
VAN	19585735	euros
Inversión	3865000	euros
Inv. Turbinas	2500000	euros
Inv. Obra Civil	667500	euros
Media Energía	1723	kW

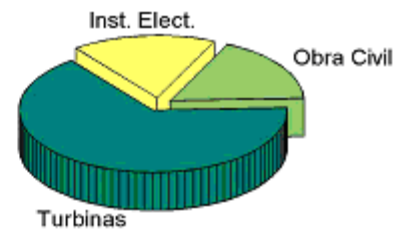


Figura 8.10 Datos económicos del Ensayo 3

En la figura 8.9 puede apreciarse la reducción de la Energía producida en el parque debido al efecto de las sombras entre los aerogeneradores.

8.4 Ensayo 4

En este ensayo no se considera una dirección de viento predominante, sino que la probabilidad de que sople el viento en cada una de las ocho direcciones será la misma. Además la intensidad con la que sopla el viento es la misma para todas las direcciones, ya que se han introducido matrices w_{eiC} y w_{eiK} idénticas para todas ellas

Las figuras 8.11 y 8.12 muestran la disposición óptima de los aerogeneradores y los caminos de acceso respectivamente.

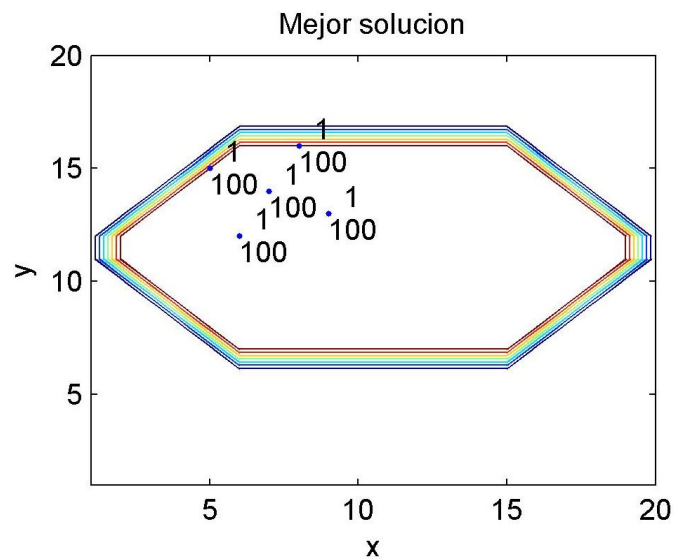


Figura 8.11 Solución óptima del Ensayo 4

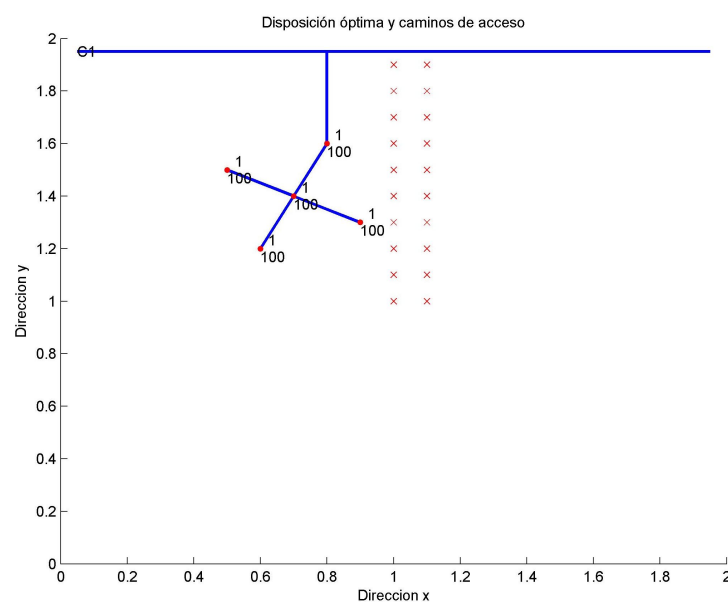


Figura 8.12 Disposición óptima y caminos de acceso del Ensayo 4

En las figuras puede observarse que en este caso los aerogeneradores no tienden a alinearse en la primera línea de viento más próxima al camino principal.

Esto se produce porque en este caso el efecto de la reducción de energía debido al efecto sombra se produce de manera más acentuada según las ocho posibles direcciones de viento, por lo que la disposición de los aerogeneradores es aquella en la que no se produce efecto sombra y su distancia al camino principal es mínima.

DATOS ECONÓMICOS DE LA MEJOR SOLUCIÓN



Figura 8.13 Datos económicos.

Puede observarse que en este caso la media de energía producida es la misma que para los ensayos 1 y 2, ya que como se ha explicado anteriormente no se produce ninguna reducción de energía consecuencia del efecto sombra.

8.5 Ensayo 5

En este ensayo se resolverá únicamente el problema de conexionado de los aerogeneradores para una posición determinada de éstos. Se ejecutará por tanto el programa en modo de ejecución 1.

La hoja ‘pos_gen’ contiene la matriz que se muestra en la figura 8.14.

[illegible]

Figura 8.14 Matriz de posición de los aerogeneradores.

La máquina introducida en la hoja ‘máquinas’ correspondiente al tipo 1 es el modelo NM 600 de paso fijo con una potencia nominal de 600 kW.

Existen dos líneas de alta tensión, ambas con una capacidad de evacuación de 10000kW. La hoja líneas en las que se ha introducido el trazado de ambas líneas es la mostrada en la figura 8.15.

[illegible]

Figura 8.15 Líneas de alta tensión.

No existe en el parque ninguna zona prohibida por la que no podría realizarse el trazado eléctrico.

La solución óptima obtenida es la mostrada en la figura 8.16.

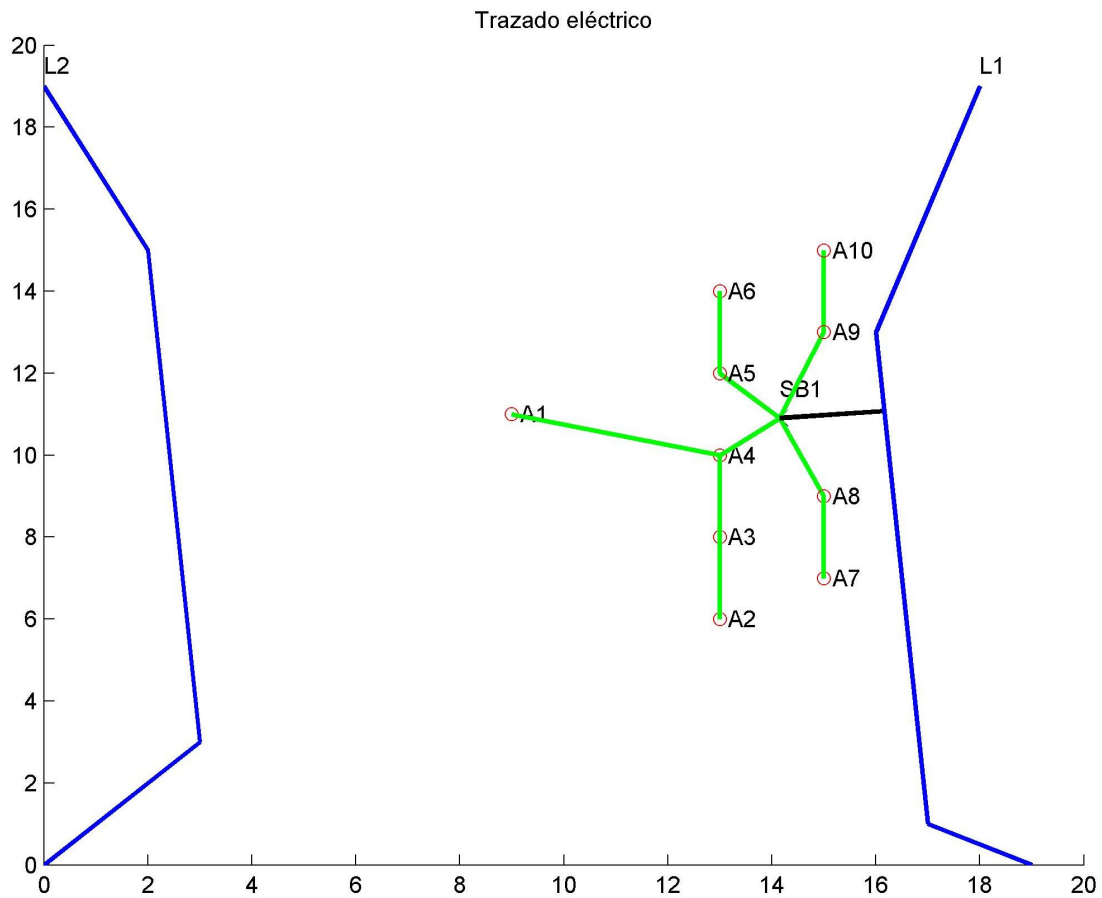


Figura 8.16 Trazado eléctrico del Ensayo 5

Las líneas de alta tensión coinciden con trazado de color azul, mientras que el trazado de media tensión que une los aerogeneradores corresponde al color verde y la del trazado de alta entre las subestaciones y las líneas de alta tensión corresponde al color negro

Puede observarse que en la solución óptima únicamente existe una subestación que enlaza eléctricamente los aerogeneradores a la línea 1 que es la más próxima.

DATOS ECONÓMICOS DEL TRAZADO ELÉCTRICO

Coste total del trazado	2064692 euros
Inversión disponible	999997935308 euros
Costes de media tensión	1084779 euros
Costes de alta tensión	82984 euros
Coste de las subestaciones	896929 euros

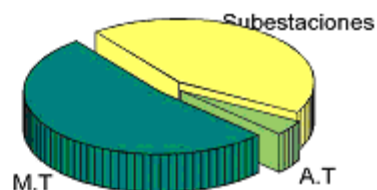


Figura 8.17 Costes del trazado eléctrico del Ensayo 5.

En la figura 8.17 se aprecia cual es la fracción de los costes correspondiente según el tipo de trazado. El grueso del coste total esta repartido prácticamente a partes iguales entre el trazado de media tensión y el coste de la subestación, siendo el de alta tensión el de menos peso debido a la corta longitud de su trazado.

8.6 Ensayo 6

Las condiciones de éste ensayo son las mismas que las del anterior con la salvedad de que en este caso la capacidad de la línea 1 ha quedado limitada 2500 kW.

El trazado óptimo es el mostrado en la figura 8.18.

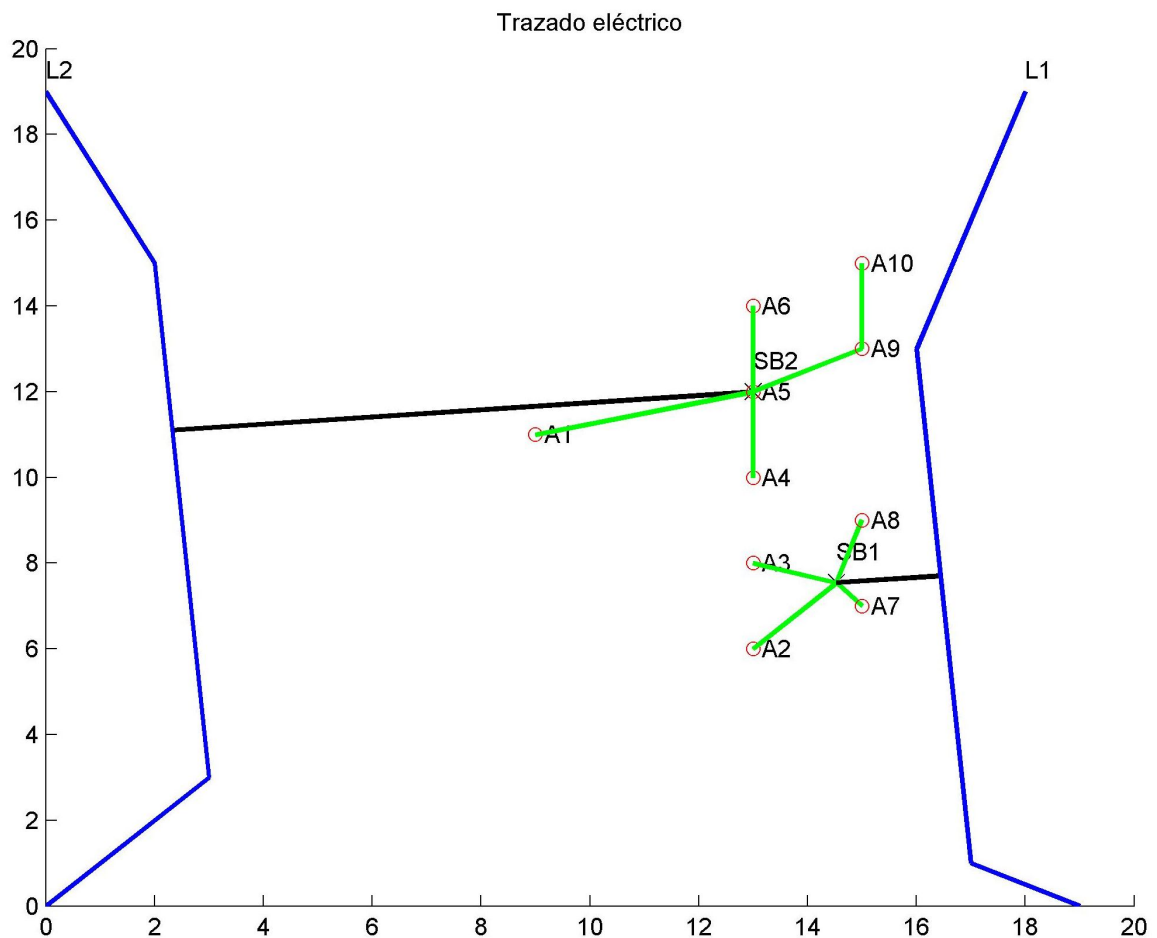


Figura 8.18 Trazado eléctrico del Ensayo 6

Obsérvese que en este caso únicamente se conectan cuatro aerogeneradores a la línea 1 ya que la capacidad de dicha línea queda agotada, por ello el resto de aerogeneradores realizan su conexión con la línea 2.

DATOS ECONÓMICOS DEL TRAZADO ELÉCTRICO

Coste total del trazado	2168609	euros
Inversión disponible	999997831391	euros

Costes de media tensión	797364	euros
Costes de alta tensión	417436	euros
Coste de las subestaciones	953809	euros

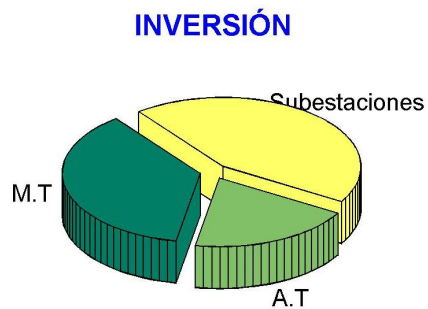


Figura 8.19 Datos económicos del Ensayo 6

En la figura 8.19 se observa como los costes globales del trazado aumentan respecto a la situación del ensayo anterior. El coste del trazado de alta tensión ha ganado peso frente al de media consecuencia del aumento de la longitud de su trazado.

Se observa que en este ensayo, al estar también limitada la capacidad de la línea 1 existe la necesidad de realizar la conexión con la línea 2, pero al existir una zona prohibida situada entre los aerogeneradores y dicha línea es necesario que el trazado de alta tensión realice un rodeo sobre la zona prohibida.

En la figura 8.22 se presentan los datos económicos correspondientes a este ensayo.

DATOS ECONÓMICOS DEL TRAZADO ELÉCTRICO

Coste total del trazado	2260754	euros
Inversión disponible	999997739246	euros
Costes de media tensión	802621	euros
Costes de alta tensión	504324	euros
Coste de las subestaciones	953809	euros

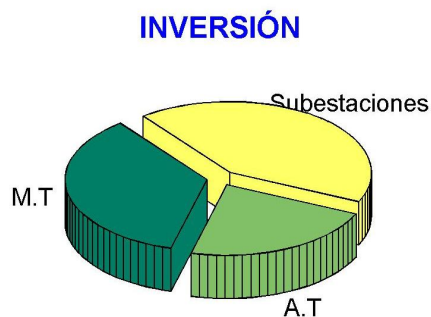


Figura 8.22 Costes del trazado eléctrico.

En este caso existe también un aumento de los costes globales del trazado y, particularmente un aumento de los costes del trazado de alta tensión debido al rodeo que éste debe realizar sobre la zona prohibida.

8.8 Ensayo 8

En este último ensayo se ha ejecutado el problema propuesto en el ensayo 1 con la adición del cálculo del trazado eléctrico, es decir se ha ejecutado en modo 1. Los vértices de la línea de alta tensión introducida son los correspondientes a la matriz mostrada en la figura 8.23.

10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 8.23 Matriz ‘líneas’.

La capacidad de dicha línea es de 10000kW y no se ha introducido ninguna zona prohibida para el trazado eléctrico.

Los resultados correspondientes a la disposición óptima de los aerogeneradores y los caminos de acceso son los mostrados en las figuras 8.24 y 8.25.

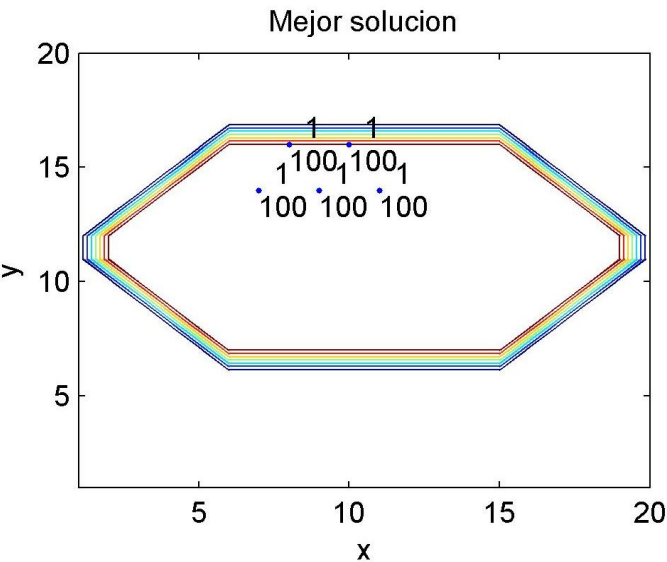


Figura 8.24. Mejor solución del Ensayo 8

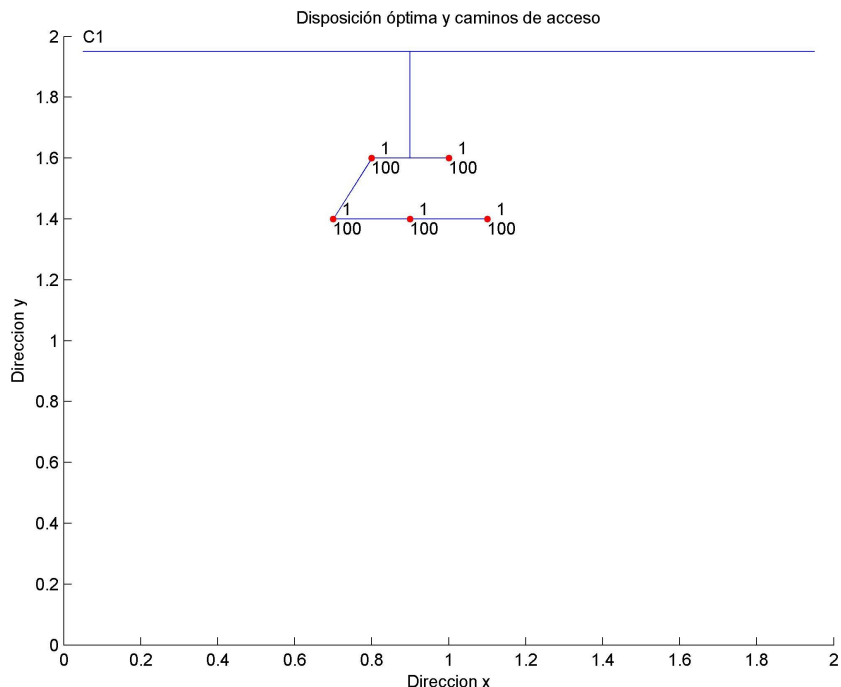


Figura 8.25 Disposición óptima.

Obsérvese que en este caso la posición de todos los aerogeneradores no es la primera línea de máximo viento más cercana al camino principal, esto es consecuencia de la presencia de la línea de alta tensión, ya que ahora si se tienen en cuenta los costes derivados del trazado eléctrico. Por ello en la solución óptima los aerogeneradores se posicionan en una situación intermedia dentro de la zona de máximo viento teniendo en cuenta la proximidad a la línea de alta tensión y al camino principal de acceso.

DATOS ECONÓMICOS DE LA MEJOR SOLUCIÓN

Generación	37	
Converge	0	
VAN	20045781	euros
Inversión	3428828	euros
Inv. Turbinas	2500000	euros
Inv. Obra Civil	484340	euros
Media Energía	1725	kW

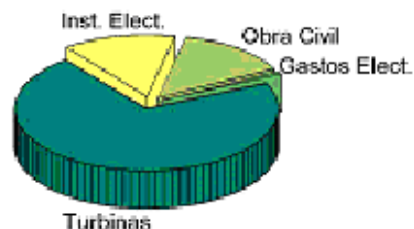


Figura 8.26 Datos económicos

En la figura 8.26 se representan los datos económicos correspondientes a la solución óptima. Se puede observar que en este caso se encuentra representada la inversión en trazado eléctrico real, ya que en el modo de ejecución 2 se realiza la suposición de que la inversión en trazado eléctrico es igual a la inversión en obra civil (puede observarse en el gráfico que dicha suposición supone una buena aproximación).

Por otro lado también aparecen representados los gastos de explotación del trazado eléctrico derivados en su mayor parte de las pérdidas eléctricas, siendo esta porción muy reducida respecto a la inversión total.

DATOS ECONÓMICOS DEL TRAZADO ELÉCTRICO

Coste total del trazado	364915	euros
Inversión disponible	99635085	euros
Costes de media tensión	20261	euros
Costes de alta tensión	15990	euros
Coste de las subestaciones	300000	euros

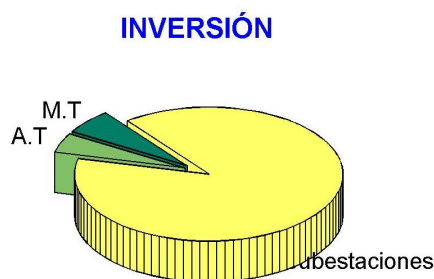


Figura 8.27 Datos económicos del trazado eléctrico.

En la figura 8.27 se encuentran ilustrados los datos económicos correspondientes a la inversión en trazado eléctrico. Obsérvese que la mayor parte de la inversión corresponde a las estaciones transformadores, al ser pequeñas las longitudes de los trazados eléctricos de media y alta tensión.

9 Bibliografía.

Goldberg, D.E, Genetic Algorithms in Search, Optimization and machine Learning

Edit.: Addison-Wesley, 1989

Buckles, B.P., and Petry, F.E., "Genetic Algorithms"

Edit: IEEE Computer Society Press, 1992.

Golding E. W. The Generation of Electricity by Wind Power.

Edit: E. & F. N. Spon ,1980.

The Student Edition of Matlab

Edit. Prentice Hall

Numerical Methods Using Matlab

G. Lindfield and J. Penny

Edit. Ellis Horwood

Juan Julián Merelo Guervós, Informática evolutiva:Algoritmos genéticos.

<http://kal-el.ugr.es/~jmerelo/ie/ags.htm>

Galante, M., 1993. Un algoritmo genético simple para la optimización de estructuras planas articuladas. Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, nº 9: 179-199.

Goldberg, D. E., 1989. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. Addison-Wesley, Reading, Mass.

Kazarlis, S. A., A.G. Bakirtzis, V.Petridis,1996. A Genetic Algorithm Solution to the Unit Commitmen Problem. IEEE Transactions on Power Systems. Vol.11 No.2: 83-92

Michalewicz, Z., 1994. Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs. Springer-Verlag, N. York.

Montesinos, P., A. García-Guzmán, J. L. Ayuso, 1999. Water distribution network optimization using a modified genetic algorithm. Water Resourc. Res., 35: 3467-3473.

Reed, P., B. Minsker, D. E. Goldberg, 2000. Designing a competent simple genetic algorithm for search and optimization. Water Resourc. Res. 36: 3757-3761.